

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 17/14

Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético de Resíduos Rurais

Rio de Janeiro
Outubro de 2014



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 17/14
**Economicidade e
Competitividade do
Aproveitamento Energético de
Resíduos Rurais**



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

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amilcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

André Luiz Rodrigues Osório
Gustavo Naciff de Andrade
Luciano Basto Oliveira
Luiz Gustavo Silva de Oliveira

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

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714
Edifício Brasília Trade Center
70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

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

Rio de Janeiro
Outubro de 2014

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 17/14

*Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético de Resíduos Rurais***SUMÁRIO**

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	4
2	CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS RURAIS	5
2.1	CUSTOS DOS RESÍDUOS	5
2.2	CUSTOS DOS EMPREENDIMENTOS	7
2.2.1	CUSTOS DE O&M	9
2.3	CONDICIONANTES	10
2.4	CONSOLIDAÇÃO DOS DADOS PARA SIMULAÇÃO	12
3	POTENCIAL ECONÔMICO DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS RURAIS	13
3.1	METODOLOGIA DAS ANÁLISES	13
3.2	ANÁLISE DA SAZONALIDADE	14
3.2.1	CONCLUSÕES	24
3.3	COMPETITIVIDADE DA ENERGIA	24
3.3.1	GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	24
3.3.2	PRODUÇÃO DE BIOMETANO	28
3.3.3	CONCLUSÕES	30
3.4	POTENCIAL DE MERCADO	30
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	33
5	BIBLIOGRAFIA	37

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Custos de investimento de aproveitamento energético a partir de biomassa	7
Tabela 2 - Custos fixos de O&M em ciclos de geração termoelétrica a partir da biomassa - US\$/kW.ano	9
Tabela 3 - Custos variáveis de O&M em ciclos de geração termoelétrica a partir da biomassa - US\$/kWh	9
Tabela 4 - Dados técnico-econômicos-financeiros para simulação dos custos médios de energia	12
Tabela 6 - Sazonalidade média Brasil	14
Tabela 6 - Potencial Econômico Ciclo Rankine após análise de sazonalidade	15
Tabela 7 - Potencial de utilização de resíduos agrícolas em usinas de cana na entressafra após análise de sazonalidade	22
Tabela 8 - Potencial de utilização de resíduos agrícolas em usinas de cana na entressafra após análise de sazonalidade - 20 maiores Municípios	22
Tabela 9 - Tarifas de Equilíbrio simuladas para cada rota	25
Tabela 10 - Resultados das simulações para produção de biometano	28
Tabela 11 - Resumo dos potenciais e custos de geração de eletricidade a partir de resíduos rurais	31
Tabela 12 - Resumo dos potenciais e custos da produção de biometano a partir de resíduos rurais	31

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxograma logístico da cadeia agropecuária	6
Figura 2: Possibilidades de comercialização dos energéticos de resíduos	12
Figura 2 - Potencial Econômico de Geração de Eletricidade	17
Figura 3 - Potencial Econômico de produção de Biogás	21
Figura 4 - Potencial Econômico de geração de eletricidade em Usinas de Cana	23

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Disponibilidade Elétrica Sazonal Ciclo Rankine	15
Gráfico 2 - Potencial Ciclo Rankine após análise de sazonalidade - Maiores Municípios	16
Gráfico 3 - Produção sazonal de biogás de aves e suínos em codigestão com resíduos agrícolas (mil m ³)	18
Gráfico 4 - Produção sazonal de biogás de bovinos de leite em codigestão com resíduos agrícolas (mil m ³)	18
Gráfico 5 - Produção sazonal total de biogás (milhão de m ³)	19
Gráfico 6 - Números de biodigestores	19
Gráfico 7 - Produção de sazonal total de biogás dos 20 primeiros Municípios	20
Gráfico 8 - Potenciais alternativos de \Garantia física sazonal a partir do biogás	20
Gráfico 9 - Competitividade da eletricidade de resíduos rurais para venda	26
Gráfico 10 - Competitividade da eletricidade de resíduos rurais para uso próprio	27
Gráfico 11 - Competitividade do biometano para venda x Diesel	29
Gráfico 12 - Competitividade do biometano x GNV	29

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Após o mapeamento do potencial técnico do aproveitamento energético de resíduos rurais exposto na Nota Técnica (NT) de Inventário Energético de Resíduos Rurais é necessária a análise de economicidade destes potenciais. A identificação dos potenciais econômicos, dos custos destas energias e mercados competitivos são fatores fundamentais para a viabilização do aproveitamento energético dos resíduos rurais. Este são os principais objetivos deste trabalho.

A primeira etapa é a caracterização econômica dos fatores que serão analisados, ou seja a classificação de quais são os custos relacionados ao aproveitamento energético dos resíduos rurais. Estes custos foram separados em dois tipos: custos dos resíduos, que são formados pelos custos logísticos principalmente, representando pelas etapas fundamentais de colheita, coleta transporte e armazenamento; e os custos dos empreendimentos, custos de investimentos nas tecnologias e custos de operação das plantas.

A segunda etapa foi a verificação dos respectivos fatores de capacidade através da análise de sazonalidade, que foi realizada em nível municipal, baseada nos dados do IBGE (2011a e b). Esta análise tem como objetivo identificar o número potencial de municípios aptos e a quantidade potencial de unidades de geração de eletricidade ou produção de biometano para as características definidas. O principal resultado da análise de sazonalidade é a definição de um potencial econômico, entendendo as unidades tecnológicas selecionadas como economicamente viáveis.

As bases de dados de biomassa para as análises de sazonalidade foram as mesmas utilizadas e apresentadas na NT de Inventário Energético de Resíduos Rurais, onde foram apresentadas e caracterizadas as culturas, os índices de produtividade de resíduos e os de utilização destes sem causar danos agrônômicos.

Em seguida, para a verificação dos custos dos energéticos gerados e definição dos mercados potenciais, foi verificada a competitividade das energias produzidas em mercados definidos. Seu objetivo principal é identificar o potencial de substituição de outros energéticos pelos aqui analisados, dadas as referências de custos nos mercados definidos.

O cálculo dos custos de produção dos energéticos também utilizou alguns cenários de aproveitamento de subprodutos, entendendo que há possibilidade de aproveitamento destes subprodutos, e buscando verificar o impacto na competitividade.

Por fim, são apresentadas as considerações finais, com as devidas ponderações face aos potenciais técnicos previamente calculados na NT de Inventário Energético de Resíduos Rurais, e os mercados potenciais mais indicados pelas análises econômica e de competitividade.

2 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS RURAIS

Esta parte do trabalho tem como objetivo apresentar e caracterizar todos os custos relativos ao aproveitamento energético dos resíduos rurais. Além da caracterização econômica das tecnologias é preciso analisar também o custo de disponibilização destes resíduos. Isso porque o aproveitamento energético dos resíduos rurais depende dos custos de apropriação destes, dos custos de tratamento para sua utilização nos sistemas de aproveitamento energético e os custos do aproveitamento energético em si.

Para a primeira etapa do aproveitamento dos resíduos, é possível listar as fase de colheita, coleta, transporte e armazenamento dos resíduos. A segunda caracteriza-se pelo beneficiamento, como a secagem e redução de contaminantes, tendo como última etapa a conversão da biomassa. Podem haver ainda diferentes etapas se forem considerados diferentes beneficiamentos e diferentes energéticos¹.

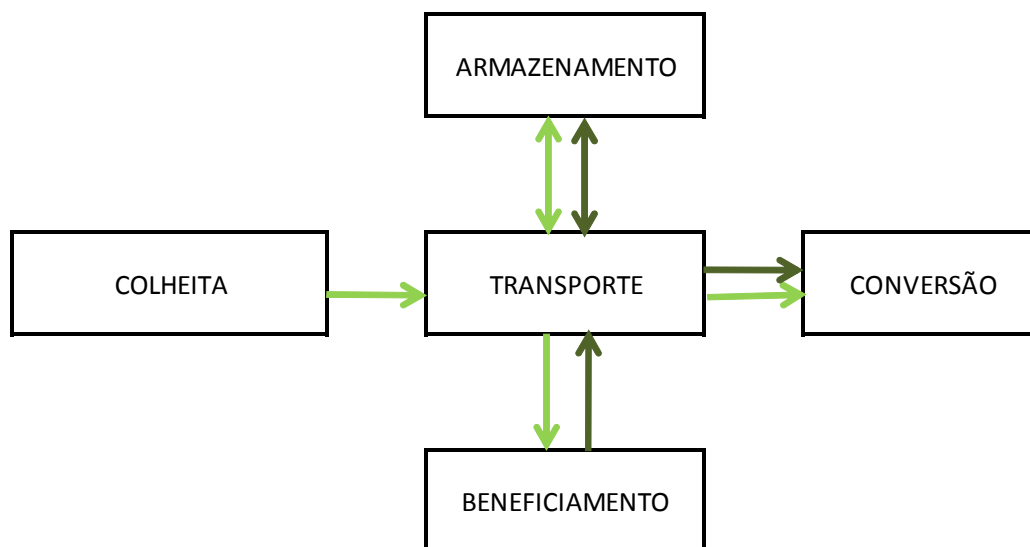
De acordo com LORA e DO NASCIMENTO (2004), os custos para as plantas termelétricas podem classificar-se em custos de investimento e custos de geração. No caso específico dos resíduos rurais os custos dos combustíveis são, basicamente, consequência da logística necessária (RENTIZELAS, TOLIS e TATSIPOULOS 2009; GOLD e SEURING, 2010). Tais custos serão tratados com mais detalhes no texto que se segue.

2.1 CUSTOS DOS RESÍDUOS

Os custos dos resíduos são compostos por fatores diversos, que vão desde o custo logístico do resíduo até o custo de oportunidade (caso exista), passando por eventual remuneração ao produtor destes resíduos. Dentro destes três fatores o mais importante é o custo da cadeia logística da biomassa até a unidade de conversão.

Esta variável, de extrema importância na viabilização da bioenergia (RENTIZELAS, TOLIS e TATSIPOULOS, 2009; GOLD e SEURING, 2010), pode ser descrita em quatro etapas antes da conversão: a colheita, o armazenamento, o transporte e o beneficiamento. Um ponto importante de destaque é que a cadeia logística da bioenergia não possui uma forma única, sendo possíveis diversas alternativas de acordo com cada situação específica. A figura 1, extraída de De Oliveira (2011), exemplifica tal fato:

¹ As cadeias da bioenergia podem ser diversas, dependendo do tipo de energético tratado. Por exemplo, ainda há transporte, armazenamento e conversão para energéticos como pellets e bio-óleo.



Biomassa crua
Biomassa beneficiada

Figura 1 - Fluxograma logístico da cadeia agropecuária

Fonte: De Oliveira (2011).

Para otimizar a relação entre as etapas apresentadas, o mesmo autor realça a necessidade da criação de uma cadeia logística específica para os resíduos agrícolas, de forma a aumentar o interesse econômico por seu aproveitamento e, assim, torná-la robusta.

Em virtude da praticamente inexistente exploração comercial, a etapa da colheita de resíduos agrícolas será a fase com maior potencial de desenvolvimento de adequações para suas especificidades² - o que tende a reduzir os custos. As etapas de transporte e armazenamento seguem os mesmos sistemas dos produtos agrícolas, sendo necessários somente sistemas de cargas e descargas adequados aos sistemas de colheita. Para os resíduos pecuários, quando não utilizados localmente, a coleta pode ser considerada como transporte. a decisão do transporte dos resíduos pecuários fica condicionada a decisão por uma planta centralizada ou não.

No caso dos resíduos agroindustriais, não existe o custo da colheita, já que este foi arcado pelo produto industrial que irá gerar o resíduo. O custo de transporte depende de onde o resíduo for utilizado, se na própria indústria, em que será zero, ou em uma usina distante do ponto onde o resíduo for gerado, em que será positivo. Estas características, ao reduzirem o custo logístico, tornam os resíduos agroindustriais mais atraentes que os agrícolas³.

O custo logístico deve ser modelado para cada etapa da cadeia pois, como mencionado, esta pode apresentar diferentes formas e etapas. Neste estudo o custo logístico utilizado será

² De acordo com De Oliveira (2011) os sistemas de colheita mais desenvolvidos são os sistemas de enfardamento, apesar de existirem pesquisas em outros tipos, como a colheita conjunta ou "one pass". Os sistemas de colheita para resíduos agrícola ainda estão em fase de desenvolvimento.

³ O atendimento aos diversos tipos de consumidores por cada uma das alternativas tecnológicas será discutido no item 5.2.

igual ao modelado para um transporte de 100 km (DE OLIVEIRA, 2011), R\$ 125,00/t. Já considerando as diversas restrições de colheita, transporte, carga e descarga, além de um prêmio ao produtor da biomassa (de 7,5%).

No que se refere ao custo de oportunidade dos resíduos, outros usos, como biofertilizantes - através de ação protetora do solo -, podem ser citados como custos positivos nos casos de resíduos agrícolas e, para os casos de resíduos agroindustriais e pecuários, a adequação dos efluentes e correta destinação podem ser citados como custos negativos. Para o custo de tratamento de resíduos pecuário foi adotado o valor de R\$ 50,00/t⁴, que para efeito de cálculo entra com valor negativo, pois já é um custo necessário ao produtor. Para evitar custo positivo nos resíduos agrícolas, utilizou-se somente a parcela de material cuja retirada não causa redução de qualidade às práticas agrônômicas.

2.2 CUSTOS DOS EMPREENDIMENTOS

O custo de investimento de um projeto de produção de energia pode ser decomposto em custo direto como terreno, obras civis, equipamento, montagem e subestação; e custo indireto como canteiro, acampamento e administração. A Tabela 1 traz alguns custos de investimento das tecnologias de geração termoelétrica a partir da biomassa, considerando as alternativas selecionadas previamente. Cabe ressaltar que os investimentos requeridos pelas tecnologias de geração elétrica tradicionais variam de R\$ 1.600/kW, para o gás natural, a R\$ 7.500/kW para energia nuclear e para solar, com as grandes hidrelétricas a R\$ 3.200/kW.

Tabela 1 - Custos de investimento de aproveitamento energético a partir de biomassa

R\$/kWe ATUALIZADOS	UTILIZADO	CENBIO	NREL	LARSON (2001)	ADEME (2010)
<i>Plantas a vapor ciclo CEST</i>	3.950	2.600	3.950	3.500	-
<i>Planta de biodigestão + MCIG¹</i>	11.950	-	-	-	11.950
<i>Usinas de Cana-de-açúcar já existentes²</i>	395	-	-	-	-
<i>Planta de biodigestão com upgrade do biogás [R\$/kW³]</i>	3.800	-	-	-	-

¹ Motor de combustão interna + grupo gerador

² Investimento somente de adaptação da unidade caso seja necessário

³ Aqui não é kWe e sim kW de biogás, ou seja, a capacidade do biodigestor em m³/h foi convertida para kW com um PCI de 5.500 kcal/m³

Fonte: *Elaboração própria.*

Todos os valores foram atualizados para reais de 2011, utilizando a cotação de R\$ 1,80/US\$ e R\$ 2,30/€. De maneira conservadora foram utilizados os maiores valores encontrados. Para todos os casos, excluindo o de biodigestão com purificação do biogás, os valores expostos têm como unidade R\$/kWe. Para o caso da planta de biodigestão, o valor exposto tem como unidade R\$/kW, sendo este kW uma conversão da capacidade do biodigestor, convertida de m³/h para kW através de um PCI de 5.500 kcal/m³. Além disso, o valor utilizado de R\$/kW

⁴ Este valor representa 80% do custo pago

6.500 foi calculado a partir do valor exposto por ADEME (2010), excluindo a planta de geração elétrica a motor de combustão interna e grupo gerador, com valor típico de R\$/kW 2.000, e convertendo a base de kWe para kW de tratamento de biogás para atender o grau de biometano, com uma eficiência de 90%. Para o valor da planta de *upgrade* foi utilizado o valor exposto em Janus e Pergher (2012), de R\$ 300/kW.

Cabe ressaltar que as tecnologias dos ciclos a vapor com turbinas, tanto de contrapressão quanto de condensação e extração, têm seus processos de fabricação totalmente dominados pela indústria nacional. O despertar deste setor para o melhor aproveitamento do potencial energético da biomassa residual de sua produção, principalmente para geração de energia elétrica, serviu de impulso para a indústria nacional que já conta com tecnologia e capacidade de produzir e instalar caldeiras de vapor de elevadas pressão e temperatura, nas faixas de 100 kgf/cm² e 500°C, utilizando a biomassa como combustível, com eficiências teóricas de 87 %, com base no poder calorífico inferior do combustível, e sistemas de turbogeração a vapor com potências de até 100 MW.

Vale também observar que os investimentos por unidade de capacidade (kW) tendem a diminuir na medida em que o tamanho das plantas aumenta, devido aos ganhos de escala, bem como em função do fortalecimento da demanda interna por estes sistemas e a consolidação da indústria nacional neste patamar de tecnologia. De acordo com Braunbeck e Cortez (2005), existem no Brasil pequenas empresas que produzem equipamentos projetados para a queima de resíduos vegetais. Estes equipamentos são simples e custam em torno de US\$ 1.600/kW.

Para os sistemas de biodigestão há ainda necessidade de um desenvolvimento da cadeia de serviços e de fornecedores. Apesar de diversas empresas terem o know-how de construção e operação de biodigestores e tratamento de biogás, é necessário que sejam estabelecidas cadeias de fornecedores de biodigestores de modo que facilite a implementação dos projetos, e de fornecedores de equipamentos de limpeza e tratamento do biogás

Tratando-se de biomassa energética, há que se considerar ainda que investimentos de magnitudes diferenciadas se fazem necessários no preparo da biomassa para seu uso energético, tais como secagem ou diluição e adequação granulométrica. Estes investimentos variam significativamente em função da biomassa e sua origem e da tecnologia de conversão.

Dois fatores são críticos para o futuro desenvolvimento em larga escala da geração elétrica a partir dos resíduos: o desenvolvimento técnico e comercial em larga-escala de plantas com alta eficiência. Uma planta de 33 MW pode ter uma eficiência de 44% e um custo de cerca de 1000 libras/kW; e a garantia de fornecimento contínuo a um preço baixo.

Finalmente, é importante salientar, que os custos de investimento devem considerar, nas plantas de conversão de biomassa, plantas de pré-processamento e armazenamento da biomassa. Estas plantas de pré-processamento e armazenamento de biomassa têm como função adequar as características da biomassa para o processo de conversão (granulometria e umidade, principalmente⁵) e manter um mínimo de horas em operação (caso do

⁵ Esta plantas também podem incluir tratamento com aditivos e uma série de outros beneficiamentos, novamente como consequência das biomassas e tecnologias de conversão.

armazenamento). Assim, todos os custos de investimento já consideram uma planta de pré-processamento e armazenamento da biomassa.

2.2.1 Custos de O&M

Estes custos, por sua vez, podem ser classificados em fixos e variáveis e são determinados em decorrência dos custos do combustível, mão de obra, materiais de manutenção, produtos consumidos no processo e serviços diretos. Não estão incluídos nestes custos os de obtenção da biomassa (combustível). As tabelas 2 e 3, abaixo, trazem algumas referências bibliográficas para valores dos custos fixos e variáveis para plantas de geração de eletricidade. Pode-se notar que os valores encontrados nas diferentes referências não seguem um padrão, pelo contrário, tanto os custos fixos quanto os variáveis diferem bastante de acordo com as tecnologias empregadas.

Tabela 2 - Custos fixos de O&M em ciclos de geração termoeétrica a partir da biomassa - US\$/kW.ano

TECNOLOGIA	AZOLA, ANDRADE E RIBEIRO (1999)	NREL	LARSON (2001)
<i>Ciclo a vapor com Turbinas de Contrapressão</i>	10	-	-
<i>Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração</i>	20	70	30
<i>Ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa</i>	-	45	30

Fonte: AZOLA, et al. (1999) e MAZZONE e HAYASHI (1997); BAIN et al. (2003); LARSON, WILLIAMS e LEAL (2001).

Tabela 3 - Custos variáveis de O&M em ciclos de geração termoeétrica a partir da biomassa - US\$/kWh

TECNOLOGIA	AZOLA, ANDRADE E RIBEIRO (1999)	NREL	LARSON (2001)
<i>Ciclo a vapor com Turbinas de Contrapressão</i>	0,5	-	-
<i>Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração</i>	3,0	8,30	1,56
<i>Ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa</i>	-	5,5	1,75

Fonte: AZOLA, et al. (1999) e MAZZONE e HAYASHI (1997); 2 BAIN et al. (2003); 3 LARSON et al. (2001).

Sendo assim, será adotado como custo de O&M total o valor de 5% por ano do custo de investimento da planta para as plantas de geração elétrica, conforme De Oliveira (2011), e para a rota 3, queima de resíduos agrícolas nas usinas de cana-de-açúcar existentes será utilizado o valor de R\$ 25,00/MWh, tendo como base a média dos valores expostos em Dantas Filho(2009) com um adicional de 20% por conta do diferente tipo de biomassa. Já para a planta de biodigestão com posterior purificação do biogás será utilizado o valor de 5% por ano do custo de investimento, conforme Chen et al (2010).

2.3 CONDICIONANTES

A decisão pelo aproveitamento energético dos resíduos rurais, sejam eles pecuários ou agrícolas, estão condicionadas a diferentes tipos de variáveis de diferentes dimensões. As principais delas são detalhadas a seguir.

- **Disponibilização dos Resíduos**

Diferente do caso dos resíduos urbanos, em que as prefeituras tem a obrigação de dar correto tratamento e destinação, os resíduos rurais são de responsabilidade de cada produtor. Essa diferença indica que a dinâmica das decisões e da difusão do aproveitamento energético de resíduos é bastante diferente.

Dada a característica distribuída dos resíduos e das diferentes escalas de produção de resíduos entre propriedades produtoras muitas vezes é necessária uma coordenação ou um acordo entre diferentes produtores de resíduos para a viabilização de uma unidade. Este fato é mais evidente em casos de aproveitamento de diferentes tipos de resíduos como a codigestão de resíduos pecuários e agrícolas, também sempre com a necessidade de resolver a cadeia logística para viabilização.

Outro ponto importante, dada a natureza privada dos resíduos, é a disponibilização destes pelo produtor a um terceiro, seja por meio de alguma remuneração seja para evitar algum tratamento necessário, também são necessários acordos entre as partes.

No caso dos resíduos agrícolas, como já mencionado também, ainda há a necessidade de colheita dos mesmos, sendo essa colheita junta com o produto agrícola ou após a colheita do produto agrícola. Para o aproveitamento dos resíduos agrícolas a definição da colheita é fator importantes.

Para o caso dos resíduos pecuários, já há a questão da necessidade de tratamento, o que já implica em alguns custos ao produtor e que do ponto de vista da decisão pela implantação de um projeto de aproveitamento energético pode ser vista como benefício.

- **Uso do Biofertilizante**

Para o caso específico do investimento em unidades de biodigestão há a possibilidade de realização de um tratamento do composto residual de processo para que este alcance os padrões de biofertilizante.

Nos casos de biodigestão rural esta opção é natural, dado que as unidades já estão em localidades rurais que demandam fertilizantes. A opção por este uso tende a trazer benefícios de produtividade e de economia para o produtor rural. Nas análises aqui realizadas o benefícios da economia com a compra do fertilizante será incorporado no fluxo de caixa para verificação deste fato na viabilização do aproveitamento energético.

Por estes motivos, a remuneração pelo composto orgânico, produzido na escala de 15% da fração orgânica encaminhada para os biodigestores, foi estimada em R\$ 150/t. Tomando como premissa os valores levantados pela CONAB para compostos orgânicos utilizados como fertilizantes em diferentes regiões do país.

- **Condições de Financiamento**

As condições financeiras para os empreendimentos de aproveitamento energético de resíduos tem papel relevante na de decisão do investidor. Isto acontece devido a necessidade de um investimento inicial para a implantação do projeto.

Para as análises aqui realizadas serão consideradas as seguintes premissas: o investimento, para ambos os casos, foi distribuído durante o período de dois anos. Já as condições de financiamento foram utilizadas as estabelecidas no BNDES para linha de renováveis; a taxa de juros considerada foi de 4,5% e a taxa de retorno considerada foi de 10,0% ambas taxas reais ao ano. Foi considerado também que 90% do investimento será financiado. O sistema de depreciação considerado foi o PRICE em 20 anos.

- **Comercialização dos energéticos**

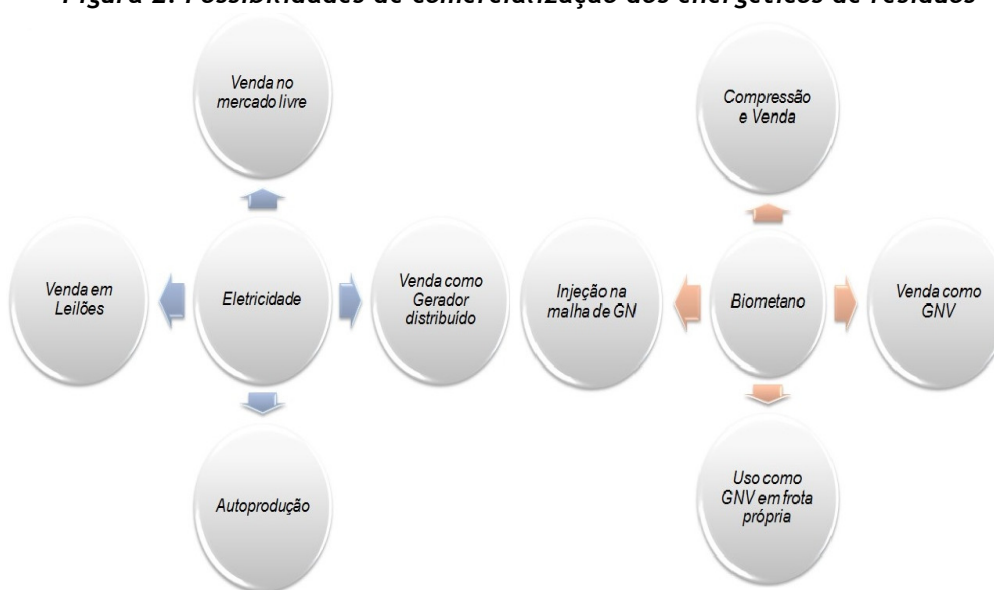
A comercialização do energético produzido é um fator de extrema importância na decisão do investimento, pois dependendo dos nichos de mercados definidos a competitividade, e consequentemente a rentabilidade do projeto, é diferente.

Para o mercado elétrico as regras de comercialização de energia são muito bem definidas pelo decreto 5.163/2004 e, mais recentemente, pela resolução normativa da ANEEL 482/2012. Como as unidades analisadas apresentam escalas diferentes, para térmicas a vapor 12MW e para biodigestão 1MW, os nichos de mercado alvos são também diferentes. Enquanto a térmicas a vapor tem como principais nichos a venda no ACL, leilões, e autoprodução para consumidores não baixa tensão, a biodigestão encontra nichos específicos de menor escala como a venda às distribuidoras pelo custo do VR (Valor de referência) e a opção do net metering, no sistema de compensação energia elétrica.

Dado que o biometano pode ser um substituto perfeito do Gás Natural, contudo já distribuído e sem a necessidade construção de grandes redes de distribuição, os mercados que podem ser atendidos são diversos. Desde o mercado de gás encanado residencial, até o mercado de gás veicular. Este último concorrente de combustíveis tradicionais como a gasolina e Diesel. Também há a possibilidade de autoprodução, ou seja, atendimento da própria frota, ou qualquer outra demanda própria por combustíveis⁶. O detalhamento dos mercados e nichos específicos para o biometano serão alvos de estudos futuro.

⁶ Neste ponto vale destacar a promulgação da lei estadual do rio de janeiro 6.361/2012 que instituiu a política estadual de Gás Natural Renovável em que obriga as concessionárias de Gás a comprarem até 10% do seu mercado (excluído às termoeletrico).

Figura 2: Possibilidades de comercialização dos energéticos de resíduos



2.4 CONSOLIDAÇÃO DOS DADOS PARA SIMULAÇÃO

Os dados das tecnologias utilizados para o cálculo dos custos das energias e os dados econômico-financeiros estão expostos nas tabelas 4 e 5, a seguir.

Tabela 4 - Dados técnico-econômicos-financeiros para simulação dos custos médios de energia

	<i>Plantas a vapor ciclo CEST</i>	<i>Planta de biodigestão + MCIG¹</i>	<i>Usinas de Cana-de-açúcar já existentes</i>	<i>Planta de biodigestão com upgrade do biogás [R\$/kW²]</i>
Escala	12 MWe	1 MWe	12 MWe	450m ³ /h
Eficiência	20%	35%	20%	70%
Custos de Investimento [R\$/kW] ¹	3.950	11.950	0	6.500
O&M [% - R\$/MWh]	3%	3%	25 R\$/MWh	5%
Custo da Biomassa Agrícola [R\$/t]	125	125	125	125
Custo de Tratamento Evitado em codigestão [R\$/t]	-	50	-	50
Preço de Venda de Subprodutos [R\$/t] ²	-	150	-	150
Vida útil [anos]	20	20	-	20
	JUROS DE FINANCIAMENTO	PRAZO DE FINANCIAMENTO	PERCENTUAL FINANCIÁVEL	TAXA DE RETORNO DO INVESTIDOR
Dados Econômico-Financeiros	4,5%	16 anos	20%	10,0%

Fonte: Elaboração própria.

Os dados de financiamento considerados foram os mesmo utilizados na Nota Técnica de Avaliação da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira (EPE, 2012).

3 POTENCIAL ECONÔMICO DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS RURAIS

Neste item serão apresentados os potenciais econômicos modelado através do problema da sazonalidade da safra. A análise de sazonalidade será realizada em base municipal, definindo os municípios aptos aos esquemas tecnológicos definidos em cada rota tecnológica e de um fator de capacidade definido. A base de dados utilizada também será a base do IBGE (2011)

A questão dos custos da energia será tratada através da análise de competitividade que indicará quais os principais nichos de mercado para os energéticos dados os custos simulados da energia produzida, eletricidade ou biometano, e os mercados potenciais para esses energéticos.

3.1 METODOLOGIA DAS ANÁLISES

Dado que as culturas agrícolas apresentam sazonalidades específicas, a verificação das mesmas e dos consequentes fatores de capacidade são essenciais para viabilidade das unidades. Assim, entendendo que a partir de um determinado fator de capacidade a unidade é economicamente viável é determinado o potencial econômico para cada opção tecnológica.

Em seguida, é preciso determinar se este potencial econômico encontra viabilidade de mercado, esta análise será realizada através da análise de competitividade dos energéticos produzidos nas respectivas condições de mercado.

Para isso, serão realizadas simulações baseadas na construção do fluxo de caixa completo para o projeto típico de cada tecnologia e calculada a tarifa de equilíbrio para a eletricidade e para o biometano. As receitas básicas consideradas serão as referentes a venda do energético produzido e a do biofertilizante nas opções correspondentes. Serão considerados também todos os impostos e encargos devidos.

As simulações serão realizadas com a mesma metodologia utilizada em EPE (2012) para o caso da geração fotovoltaica distribuída. Ou seja, foi utilizada a metodologia que determina a tarifa de equilíbrio calculando os fluxos de entradas e saídas de caixa correspondentes a receitas e despesas de investimento e operacionais ao longo da vida útil da planta, com os condicionantes e variáveis caracterizados no capítulo anterior. Assim, o custo simulado corresponde ao custo em que o valor presente líquido do fluxo de caixa é zero. Serão simulados casos bases e cenários de incentivo de acordo com cada condicionante. Com esses resultados da simulação serão analisados os mercados onde o energético poderia competir e os custos dos energéticos concorrentes serão definidos.

Todos os dados de disponibilidade de biomassa utilizados são aqueles apresentados na NT de Inventário Energético.

3.2 ANÁLISE DA SAZONALIDADE

Um dos obstáculos ao aproveitamento da biomassa rural, especificamente da agrícola, está relacionado à sazonalidade das safras. Nesta nota técnica, esta característica será detalhada somente para o ano de 2010⁷ e analisada a partir de tais dados, com o intuito de avaliar se há complementaridade com as fontes existentes (no caso do regime hídrico, para ofertar mais na seca - mesmo que seja necessária a construção de novas usinas, ou no caso da safra de cana, para utilizar a ociosidade de suas usinas) ou entre elas mesmas, ou mesmo estabelecer o fator de capacidade da unidade⁸.

A análise foi realizada em duas etapas. A primeira abrangeu o cálculo da produção de biomassa por mês, por Município e para os diferentes resíduos, sendo que para a pecuária foi considerada uma produção constante, por trabalhar com estoque de animais, enquanto para as culturas agrícolas foi utilizado o calendário agrícola estadual da CONAB para a safra 2010/2011. Para a cultura da mandioca não foram realizadas as análises de sazonalidade⁹, dada a indisponibilidade de calendário no momento de realização desta nota técnica.

Nesta etapa foi assumido que todos os Municípios de cada Estado obedecem à sazonalidade informada para o Estado. A partir disto foi possível achar os fatores de capacidade utilizados anteriormente. Estes fatores de capacidade foram calculados a partir de uma sazonalidade agrícola média Brasil¹⁰ e da definição do limite mínimo de 1% para contabilização do período mensal produtivo, indicados na tabela 6, a seguir. A segunda etapa buscou verificar a quantidade de unidades de cada rota, por município, nas condições de competitividade apresentadas. Assim, a partir da quantidade de biomassa mensal, foi verificada a quantidade de unidades com fator de capacidade mínimo de 60%

Tabela 5 - Sazonalidade média Brasil

BRASIL	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	
Arroz	11,7%	17,8%	29,8%	28,5%	8,1%	1,5%	
Feijão	10,8%	13,2%	8,6%	6,7%	13,0%	14,1%	
Milho	1,6%	8,2%	13,7%	16,5%	13,2%	15,4%	
Soja	1,2%	17,7%	36,7%	37,7%	6,3%	0,4%	
Trigo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	
Pecuária	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	
	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	FC
Arroz	0,4%	0,3%	0,4%	0,1%	0,1%	1,2%	58,3%
Feijão	9,4%	6,5%	1,9%	4,0%	2,8%	9,0%	100,0%
Milho	19,0%	9,3%	2,4%	0,3%	0,4%	0,0%	75,0%
Soja	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	41,7%
Trigo	0,9%	13,2%	37,4%	19,7%	24,7%	3,9%	41,7%
Pecuária	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	100,0%

Fonte: Adaptado de CONAB (2010).

As tabelas a seguir apresentam os resultados por rota.

⁷ Dados de produção agrícola e rebanhos de IBGE (2011).

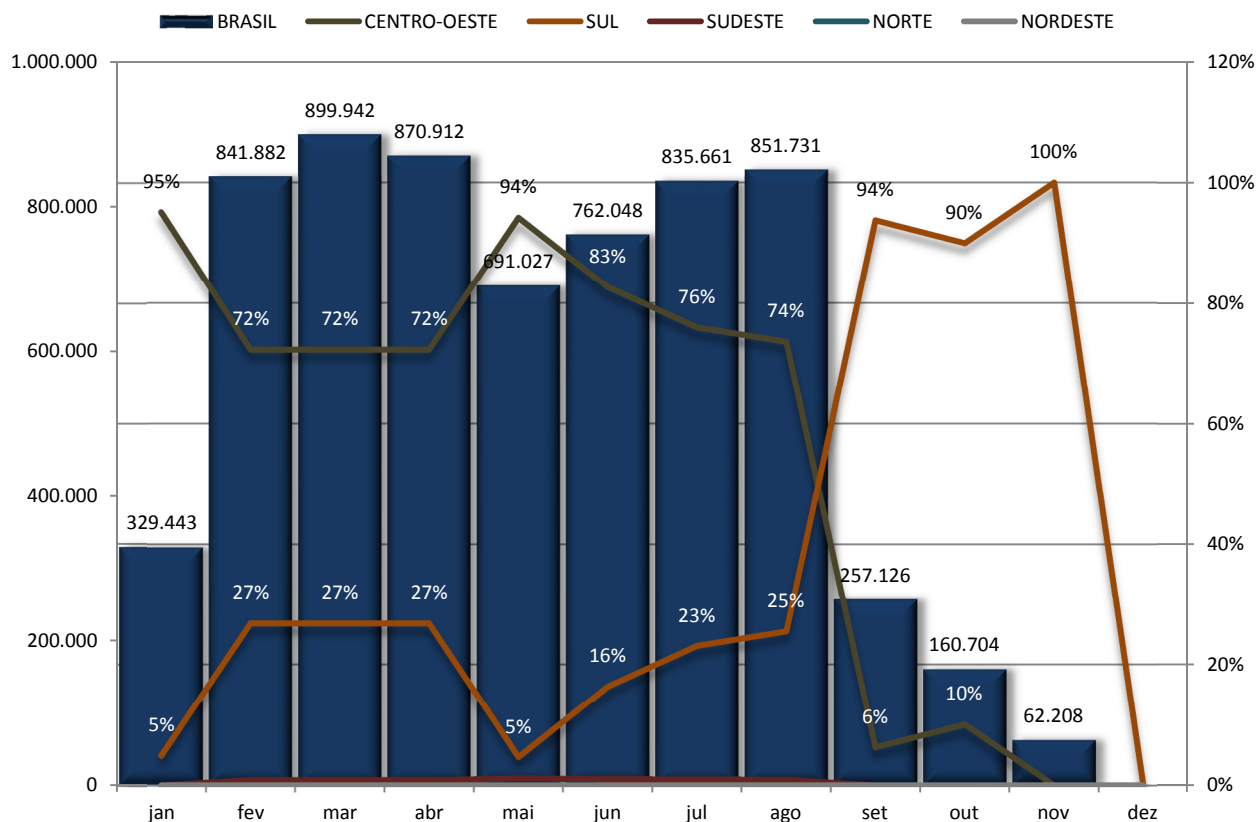
⁸ Como De Oliveira (2011) mostrou, em casos de não armazenamento de biomassa o fator de capacidade é basicamente a proporção no todo da sazonalidade da safra do resíduo agrícola.

⁹ Para as culturas da laranja e da mandioca, por falta de dados e de maneira conservadora, foram utilizados os menos fatores de capacidade dentre os encontrados.

¹⁰ Sazonalidade calculada com cada sazonalidade estadual ponderada pela respectiva produção física.

• **Ciclo Rankine**

Gráfico 1 Disponibilidade Elétrica Sazonal Ciclo Rankine (MWh)



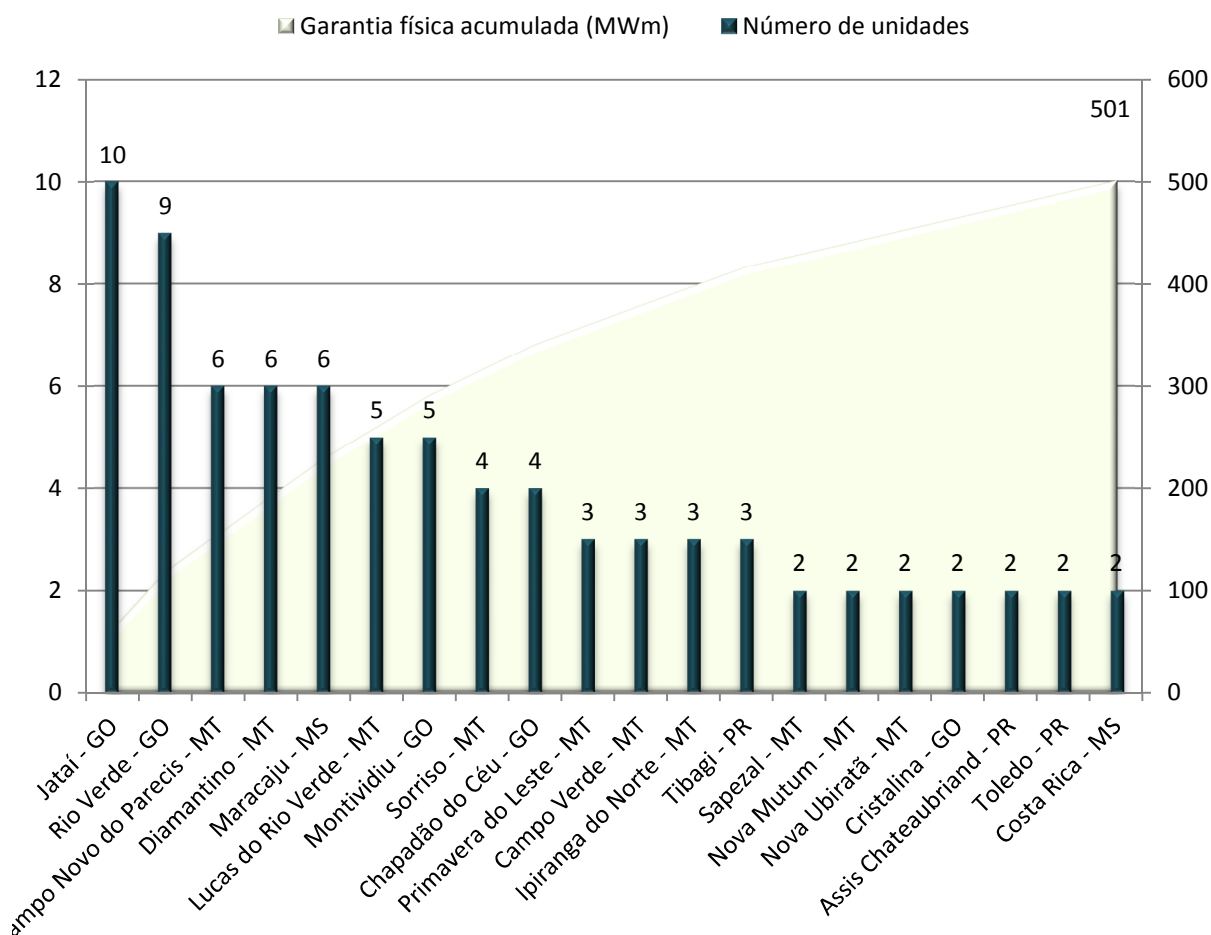
Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6 - Potencial Econômico Ciclo Rankine após análise de sazonalidade

REGIÃO/UF	Nº DE UNIDADES	GARANTIA FÍSICA [MWm]
BRASIL	112	696
NORTE	0	0
NORDESTE	0	0
CENTRO-OESTE	81	503
Mato Grosso do Sul	9	56
Mato Grosso	39	242
Goiás	33	205
SUDESTE	1	6
Minas Gerais	1	6
SUL	30	186
Paraná	27	168
Rio Grande do Sul	3	19

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 2 - Potencial Ciclo Rankine após análise de sazonalidade - Maiores Municípios



Fonte: Elaboração própria.

Os Municípios selecionados foram aqueles que apresentam produção agrícola com menor diferença de sazonalidade, ou seja, produção bem distribuída ao longo do ano. O fator de capacidade adotado nas simulações, de 60%, exige uma produção de no mínimo sete meses¹¹, o que não é visto em todas as culturas e Municípios. Em contrapartida, caso houvesse investimento em armazenamento da biomassa para que a unidade funcionasse mais de sete meses, este potencial aumentaria para 361 unidades no Brasil, com uma garantia física de 2.243 MW médios, além de aumentar a seleção de Municípios elegíveis. O impacto no custo da energia gerada pode ser medido através de um aumento no custo da biomassa de algo em torno de 15% a 20%, conforme os valores apresentados por De Oliveira (2011).

¹¹ Este percentual foi considerado como um fator de capacidade médio Brasil, assim como porque um fator abaixo deste nível iria tornar a energia produzida mais cara que a simulada no item 5.2.

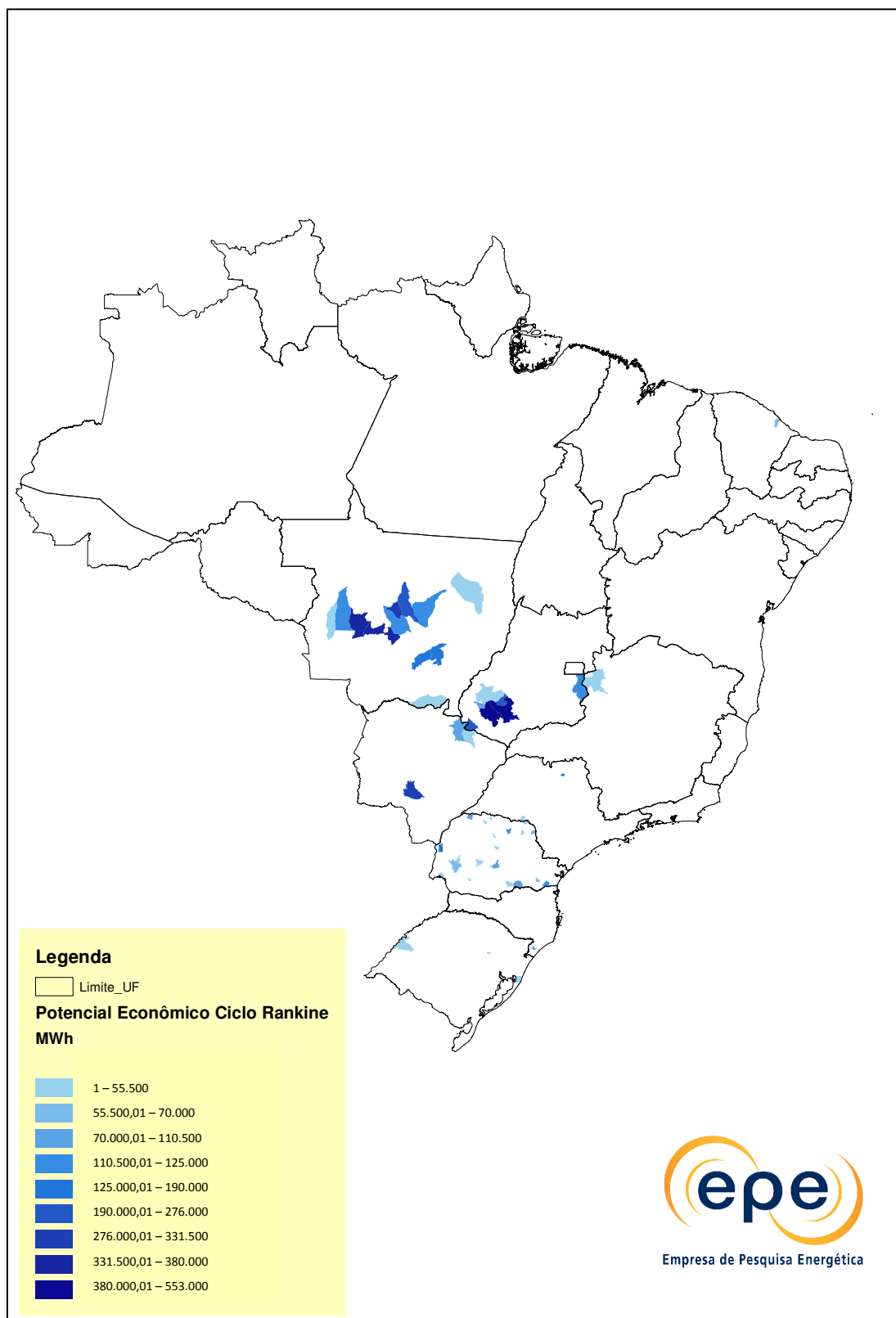


Figura 3 - Potencial Econômico de Geração de Eletricidade

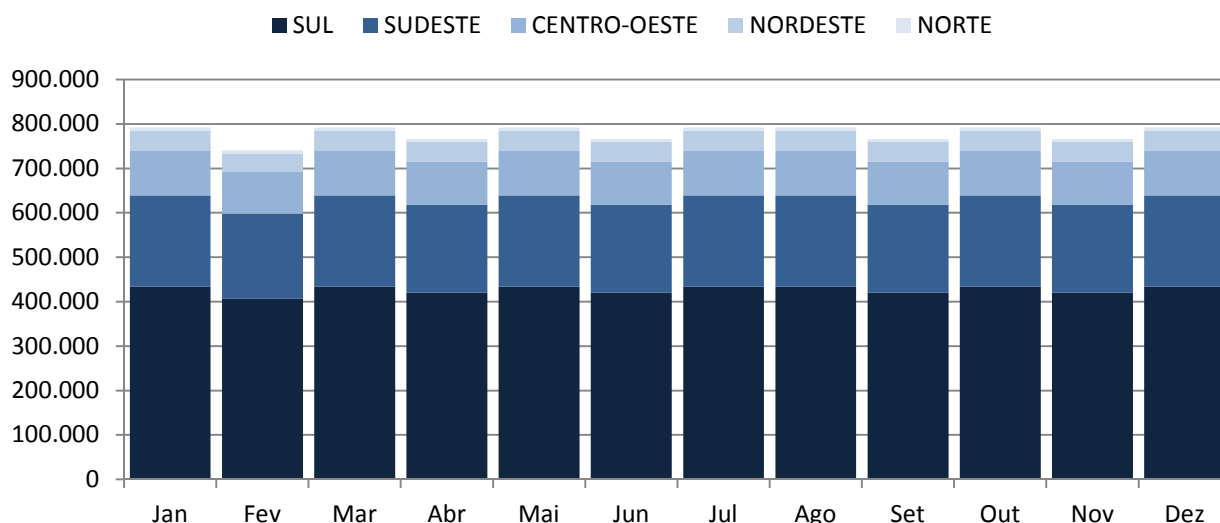
Fonte: Elaboração Própria

- **Biodigestão para produção de eletricidade e para produção de biometano**

A geração de eletricidade e a produção de biometano, ambas a partir do biogás, compartilham da mesma sazonalidade e localização das plantas de biodigestão, tendo somente diferenças no energético final disponibilizado, eletricidade ou biometano, respectivamente.

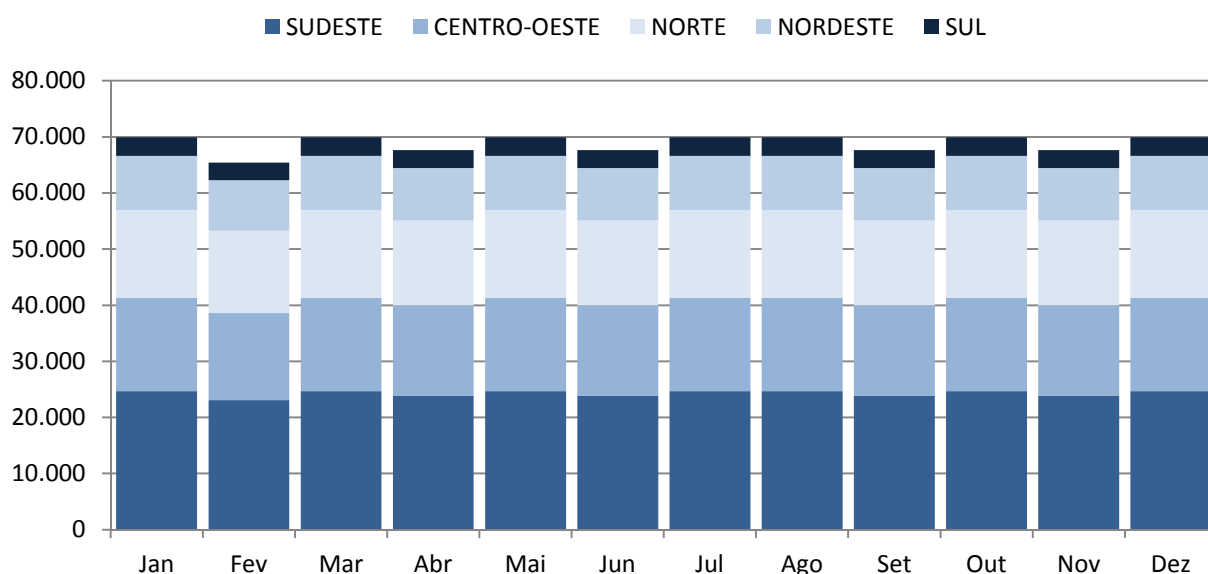
Assim, a análise de sazonalidade realizada foi única, como mostram as tabelas a seguir. Para esta análise foi considerada somente a opção com a codigestão de resíduos (pecuários e agrícolas), entendendo que esta é a melhor opção para a produção de biogás e que a única que necessita da análise de sazonalidade dado que a produção de resíduos pecuários foi considerada constante ao longo do ano.

Gráfico 3 - Produção sazonal de biogás de aves e suínos em codigestão com resíduos agrícolas (mil m³)



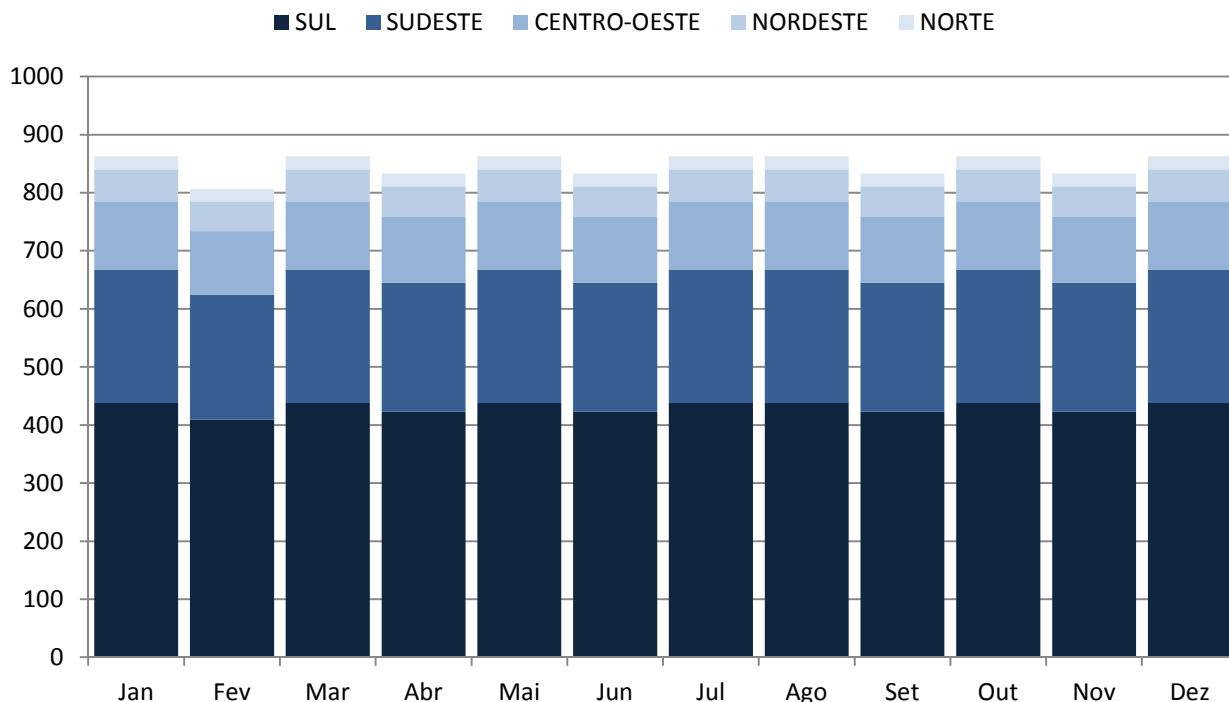
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 4 - Produção sazonal de biogás de bovinos de leite em codigestão com resíduos agrícolas (mil m³)



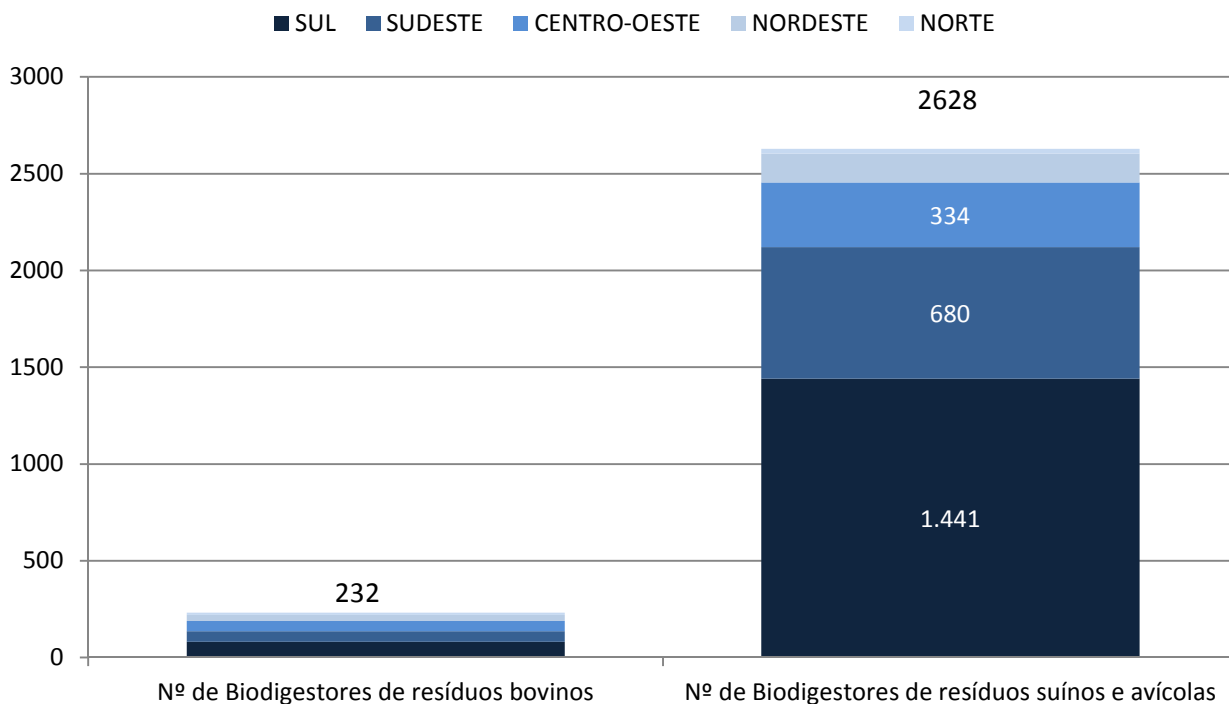
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 5 - Produção sazonal total de biogás (milhão de m³)



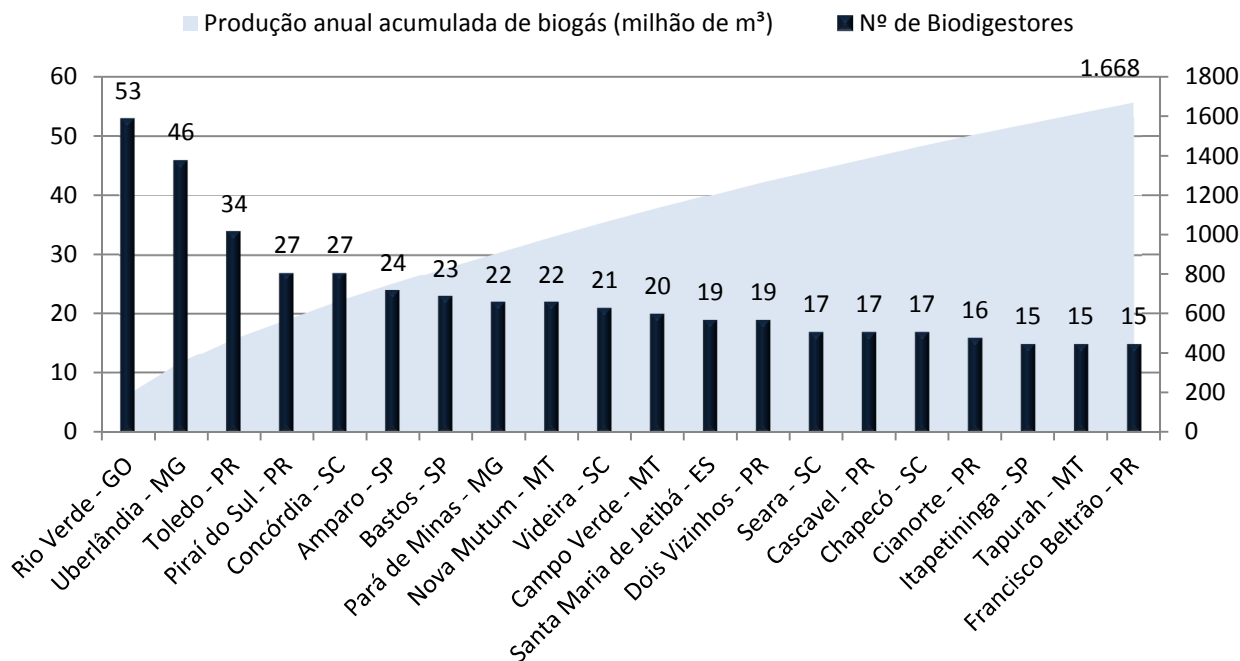
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 6 - Números de biodigestores



Fonte: Elaboração própria.

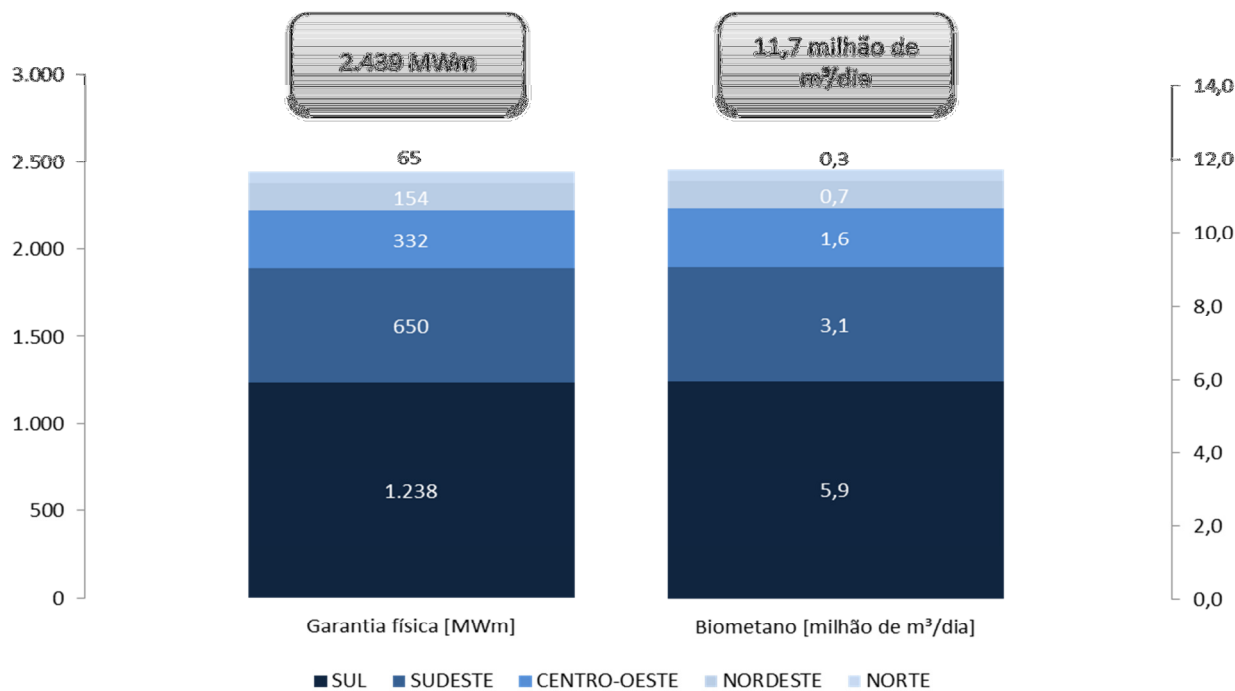
Gráfico 7 - Produção de sazonal total de biogás dos 20 primeiros Municípios



Fonte: Elaboração própria.

Dadas estas produções de biogás e quantidades de biodigestores, a abordagem específica por eletricidade ou biometano é apresentada a seguir. A figura a seguir **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra a garantia física caso este biogás fosse utilizado somente para geração de energia elétrica, enquanto a apresenta os dados caso este biogás fosse utilizado para a produção de biometano, entendendo que apesar de uma possível flexibilidade na análise considerada aqui são alternativas mutualmente exclusivas.

Gráfico 8 - Potenciais alternativos de Eletricidade e Biometano



Fonte: Elaboração própria.

No mapa a seguir é exibido o potencial econômico de produção de biogás por município.

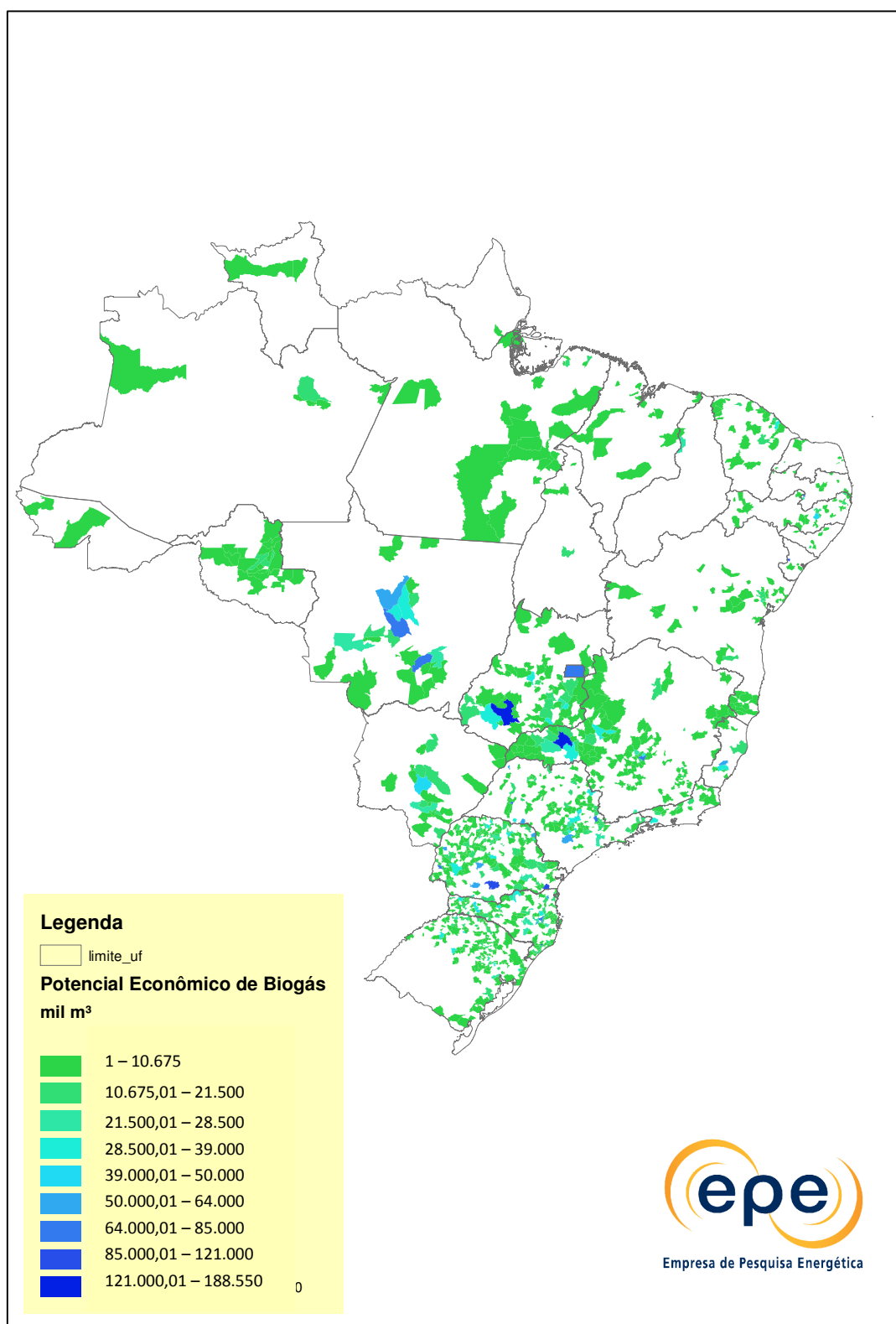


Figura 4 - Potencial Econômico de produção de Biogás

Fonte: Elaboração Própria

- **Utilização do resíduo agrícola nas usinas de cana durante entressafra**

A análise realizada teve uma abordagem ligeiramente diferente. Foram elencadas as usinas de cana cadastradas no BIG¹² da ANEEL em operação e em construção além de registradas como produtoras independentes de energia¹³. Assim, foi relacionada a quantidade de biomassa necessária para a usina operar em capacidade nominal por no mínimo 20 dias por mês e comparada com a disponibilidade de biomassa mensal, no período de entressafra. Uma premissa assumida foi considerar o período de entressafra igual para todo o Brasil, de dezembro a abril. A partir destas premissas, são apresentados os resultados tabelas 16 e 17.

Tabela 7 - Potencia del utilização de resíduos agrícolas em usinas de cana na entressafra após análise de sazonalidade

REGIÃO/UF	ENERGIA GERADA [MWh]					TOTAL
	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	DEZEMBRO	
BRASIL	5.560	366.556	550.097	520.931	0	1.443.144
NORTE	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	0	0	0	0	0	0
CENTRO-OESTE	5.560	358.808	482.306	389.028	0	1.235.702
Mato Grosso do Sul	5.560	199.756	204.226	145.891	0	555.432
Mato Grosso	0	0	44.929	0	0	44.929
Goiás	0	159.052	233.152	243.137	0	635.341
SUDESTE	0	0	58.742	122.855	0	181.598
Minas Gerais	0	0	47.328	122.855	0	170.183
São Paulo	0	0	11.414	0	0	11.414
SUL	0	7.748	9.048	9.048	0	25.844
Paraná	0	7.748	9.048	9.048	0	25.844

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 8 - Potencial del utilização de resíduos agrícolas em usinas de cana na entressafra após análise de sazonalidade - 20 maiores Municípios

20 MAIORES MUNICÍPIOS [MWh]	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	DEZEMBRO	TOTAL
Jataí - GO	0	73.080	73.080	73.080	0	219.240
Maracaju - MS	0	52.200	52.200	49.425	0	153.825
Chapadão do Céu - GO	0	47.950	48.720	48.720	0	145.390
Mineiros - GO	0	38.022	50.599	50.599	0	139.221
Costa Rica - MS	0	51.090	55.560	0	0	106.650
Dourados - MS	0	34.800	34.800	34.800	0	104.400
Itumbiara - GO	0	0	28.840	34.776	0	63.616
Goiatuba - GO	0	0	31.913	32.378	0	64.291
Uberaba - MG	0	0	27.840	27.840	0	55.680
Sidrolândia - MS	0	17.400	17.400	17.400	0	52.200
Alto Taquari - MT	0	0	44.929	0	0	44.929
Caarapó - MS	0	15.034	15.034	15.034	0	45.101
Ponta Porã - MS	0	13.920	13.920	13.920	0	41.760
Paracatu - MG	0	0	19.488	19.488	0	38.976
Conceição das Alagoas - MG	0	0	0	28.128	0	28.128
Rio Brilhante - MS	5.560	6.960	6.960	6.960	0	26.440
Maringá - PR	0	7.748	9.048	9.048	0	25.844
Naviraí - MS	0	8.352	8.352	8.352	0	25.056
Campo Florido - MG	0	0	0	16.350	0	16.350
Frutal - MG	0	0	0	12.425	0	12.425

Fonte: Elaboração própria.

¹² Base de Informações da Geração

¹³ Assumindo que estas tem conexão com a rede.

No mapa a seguir são exibidos os municípios e seus respectivos potenciais econômicos.

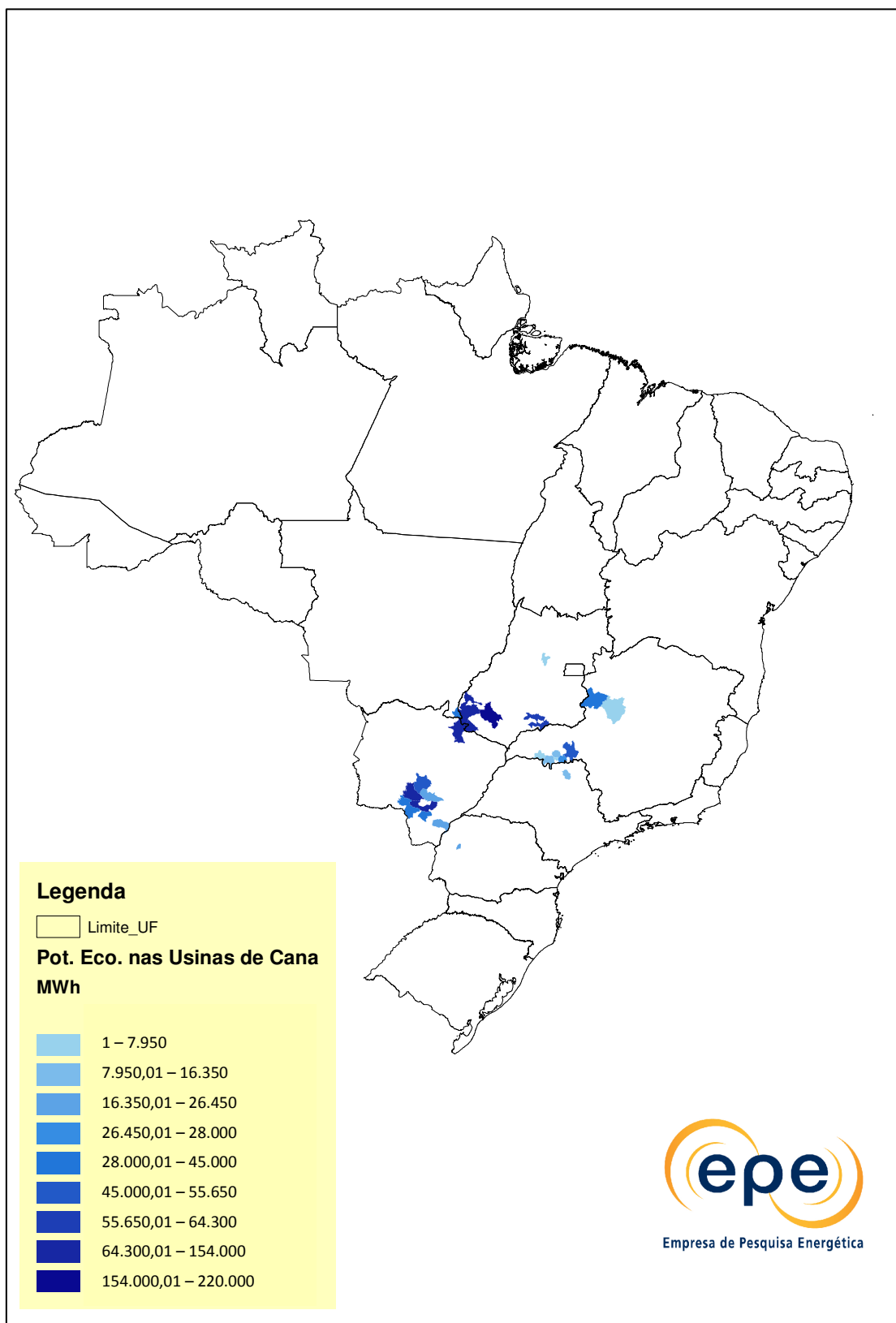


Figura 5 - Potencial Econômico de geração de eletricidade em Usinas de Cana
Fonte: Elaboração Própria

3.2.1 Conclusões

As análises de sazonalidade realizadas têm como objetivo verificar as localidades que apresentam capacidade de oferta de energia durante um período de no mínimo sete meses, a menos na opção de queima de resíduos agrícolas em usinas de cana em que foram considerados somente quatro meses de disponibilidade, dado o período da entressafra a cultura para a qual foram implantadas.

Os resultados para a geração de eletricidade mostram que para a queima em ciclo Rankine de resíduos agrícolas há um potencial de 111 unidades de 12 MW, com 696MWm, para a queima em usinas de cana um potencial de 164MWm, e para a biodigestão e posterior geração de eletricidade um potencial de 2.439MWm com 2.860 unidade de 1MW. O resultado para a produção de biometano, entendendo que a análise realizada é mutualmente exclusiva a geração de eletricidade a partir do biogás, também teve como resultado 2.860 unidades de 190m³/h com 11,7 milhões de m³/dia de biometano. Os projetos de queima de resíduos agrícolas encontram-se em sua maioria nas regiões Centro-Oeste e Sul, enquanto os projetos de biogás, se concentram no Sul país majoritariamente.

É possível verificar também que a garantia física dos projetos de biodigestão é a maior entre as alternativas elétricas. Isso é consequência de uma disponibilidade mais regular durante o ano da produção de resíduos pecuários. Todavia, haverá uma competição para os usos do biogás, para geração de eletricidade e uso combustível, sendo essa escolha dada basicamente pela competitividade dos energéticos, análise realizada a seguir.

3.3 COMPETITIVIDADE DA ENERGIA

3.3.1 Geração de Eletricidade

A partir dos dados apresentados foram simuladas duas condições de custo médio equivalente para a eletricidade produzida: a gerada para autoprodução ou para comercialização.

Para a geração elétrica a partir de resíduos agrícolas em ciclo Rankine foram identificados dois custos equivalentes médios: R\$ 265,50/MWh para os casos de autoprodução e R\$ 275,20/MWh para os casos de produção independente de energia elétrica. Estes valores diferem por dois motivos, o primeiro é o maior investimento do produtor independente (5% a mais), consequência dos custos de conexão, e o segundo é a maior incidência de tributos para os casos de produção independente de eletricidade.

Para as rotas de biodigestão foram estabelecidas algumas premissas, como já enumeradas anteriormente: codigestão com biomassa agrícola prioritária para resíduos suínos e avícolas. Além destas, na fase de simulação do custo equivalente também foi considerada mais uma opção: a venda ou não de biofertilizantes. O que tem como resultado um custo médio equivalente entre R\$/MW 225 - 341. Os valores das tarifas de equilíbrio para cada rota estão disponíveis na Tabela 9, a seguir.

Tabela 9 - Tarifas de Equilíbrio simuladas para cada rota

ROTAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO	TARIFA (R\$/MWh)
<i>Queima usina cana</i>	158,77
<i>Queima com exportação à rede</i>	275,20
<i>Queima sem exportação à rede – APE</i>	265,50
<i>Biodigestão elétrica para comercialização</i>	341,32
<i>Biodigestão elétrica para comercialização e venda de biofertilizante</i>	278,04
<i>Biodigestão elétrica – APE</i>	291,67
<i>Biodigestão elétrica com venda de biofertilizante – APE</i>	225,50

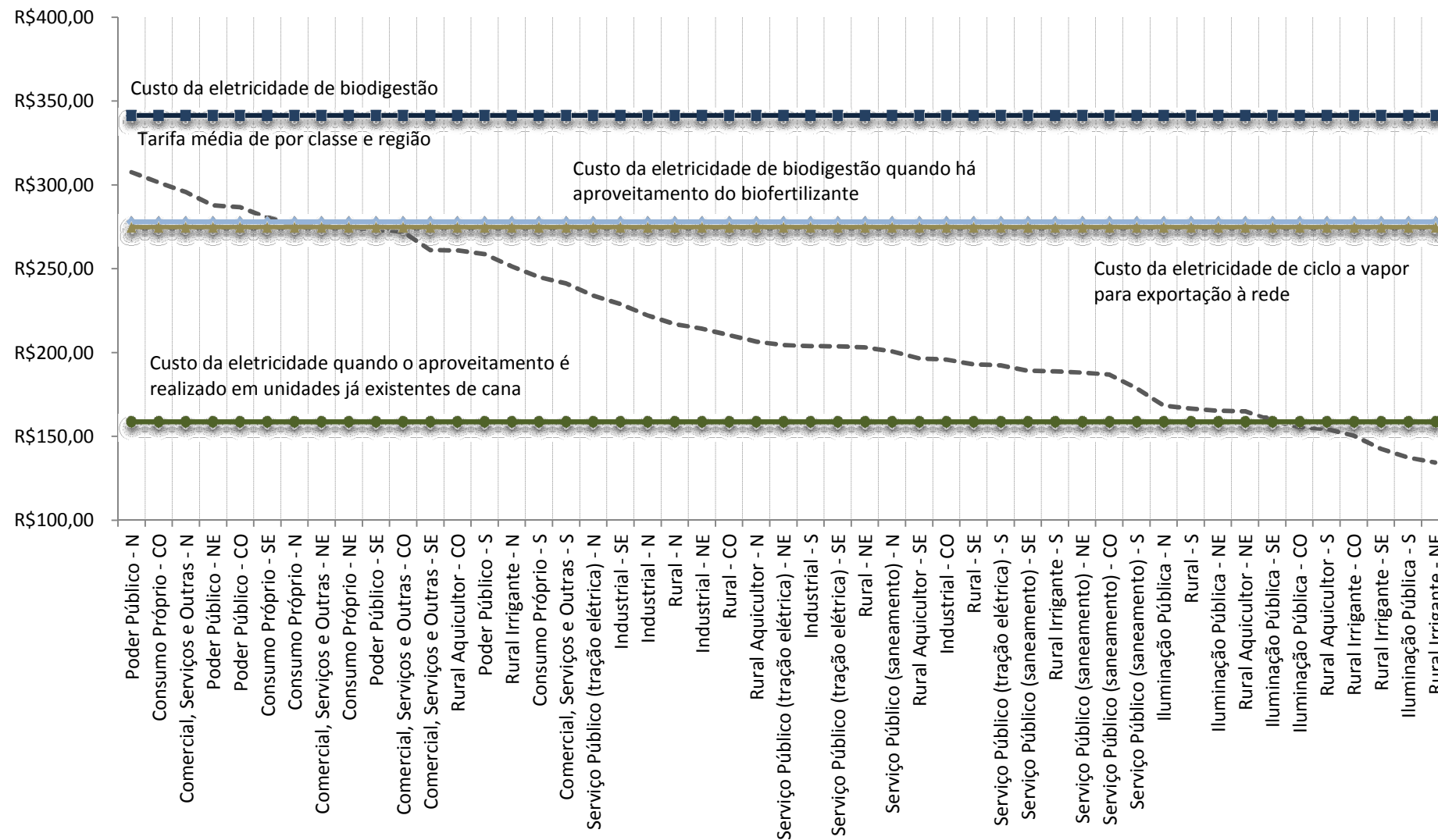
Fonte: Elaboração própria.

A partir desta análise é possível verificar que a energia elétrica gerada com resíduos agrícolas não é competitiva nos atuais leilões, contudo, a mesma alcança competitividade em alguns nichos, principalmente para o caso da autoprodução. Em contrapartida, existem barreiras naturais de investimento por estes tipos de agentes, principalmente os consumidores rurais e residenciais, seja por falta de financiamentos ou de conhecimento técnico. Isto restringe mais a aplicação de sistemas deste tipo.

O gráfico a seguir permite visualizar a competitividade das rotas comparadas às tarifas médias por região e classe de consumo, sem ICMS - ainda que este devesse ser considerado nos casos de autoprodução, uma vez que a comparação é efetivamente realizada face ao valor cobrado pela concessionária de distribuição, o que elevaria a competitividade destas opções. Cabe ressaltar que nem todas as alternativas listadas na legenda aparecem nos gráficos, fato restrito àquelas capazes de competir com a tarifa praticada pelas concessionárias.

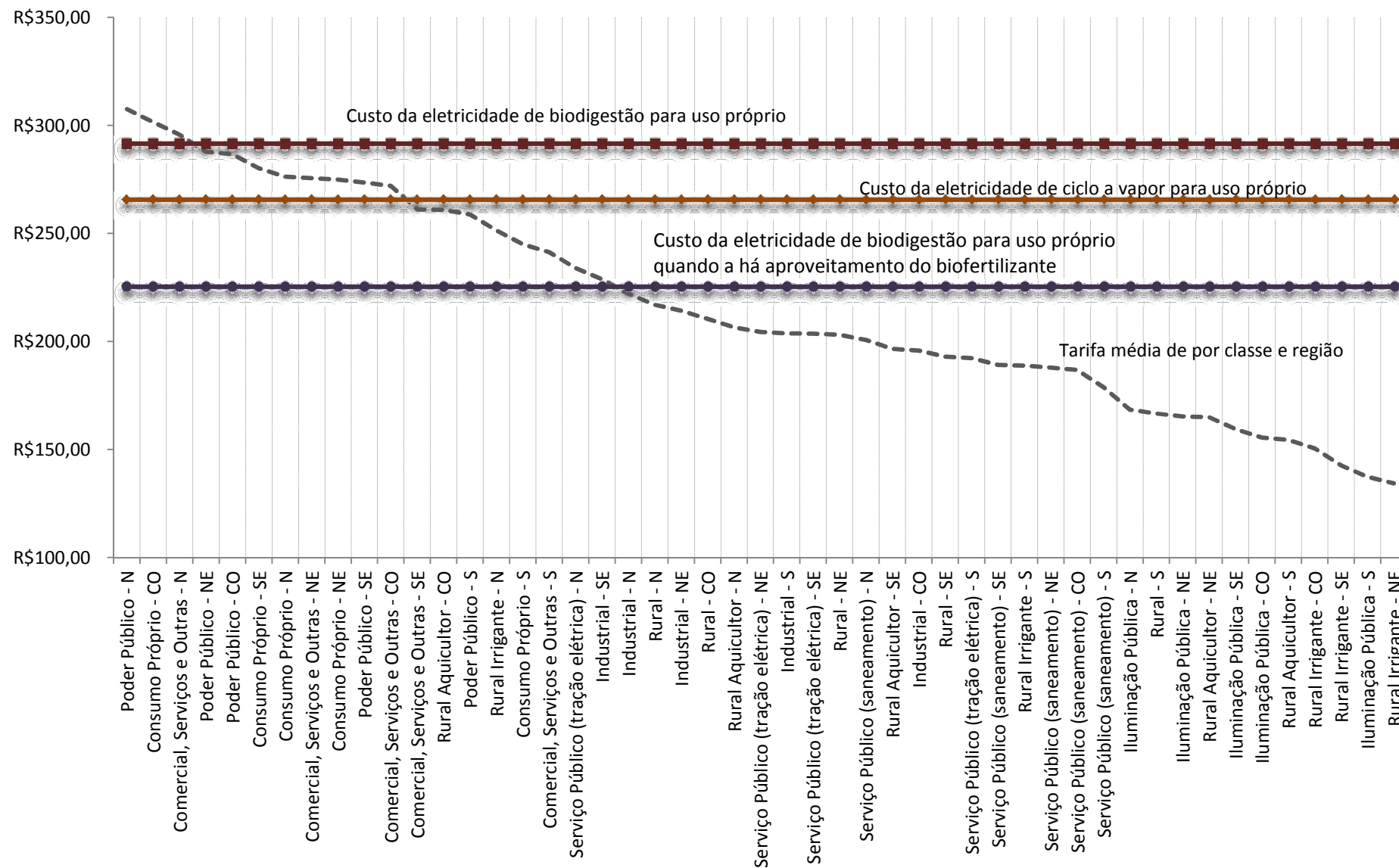
Para as plantas de biodigestão, devido à escala, ainda há a possibilidade de contratação do *net metering* estabelecido pela Resolução normativa da ANEEL 482/2012, onde é considerada a tarifa cheia. Para os casos que sejam comercializados fora do *net metering* há necessidade de incluir os valores da TUSD de acordo com a situação, que na média é algo em torno de R\$ 6,00/MWh. As tarifas consideradas foram as tarifas médias disponíveis no sítio da internet da ANEEL para maio de 2013 por região e por classe de consumo.

Gráfico 9 - Competitividade da eletricidade de resíduos rurais para venda



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 10 - Competitividade da eletricidade de resíduos rurais para uso próprio



Fonte: Elaboração própria.

É possível verificar que tanto a biodigestão com geração para exportação à rede quanto o ciclo Rankine com exportação à rede não encontram viabilidade em nenhum dos mercados relacionados¹⁴. As outras alternativas encontram mercados competitivos ainda bastante restritos, com exceção da queima de resíduos agrícolas em usinas de processamento de cana-de-açúcar. Contudo esta rota é a que apresenta o menor potencial.

Esta análise indica uma baixa competitividade da eletricidade como energético derivado de resíduos rurais, sendo a autoprodução o caso mais vantajoso, pois haveria ainda a possibilidade de apropriação (como custo evitado) dos tributos, seja em esquema clássico de produtor seja através do sistema de compensação de energia elétrica.

3.3.2 Produção de Biometano

Para o caso do biometano, há critérios ligeiramente diferentes, mesmo ainda assumindo as premissas estabelecidas para biodigestão elétrica. A competitividade aqui se dá através da comparação com outros combustíveis como o gás natural, o Diesel ou mesmo a gasolina¹⁵, sendo que para estes dois últimos combustíveis ainda haveria a necessidade de conversão/adaptação dos motores. Aqui também foi simulada a situação com e sem a venda de biofertilizantes, como pode ser visto nas tabelas a seguir.

Tabela 10 - Resultados das simulações para produção de biometano

ROTAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO	TARIFA (R\$/m³)
Biodigestão	1,49
Biodigestão com venda de biofertilizante	1,15
Biodigestão para auto atendimento	1,30
Biodigestão para autoatendimento com venda de biofertilizante	1,03

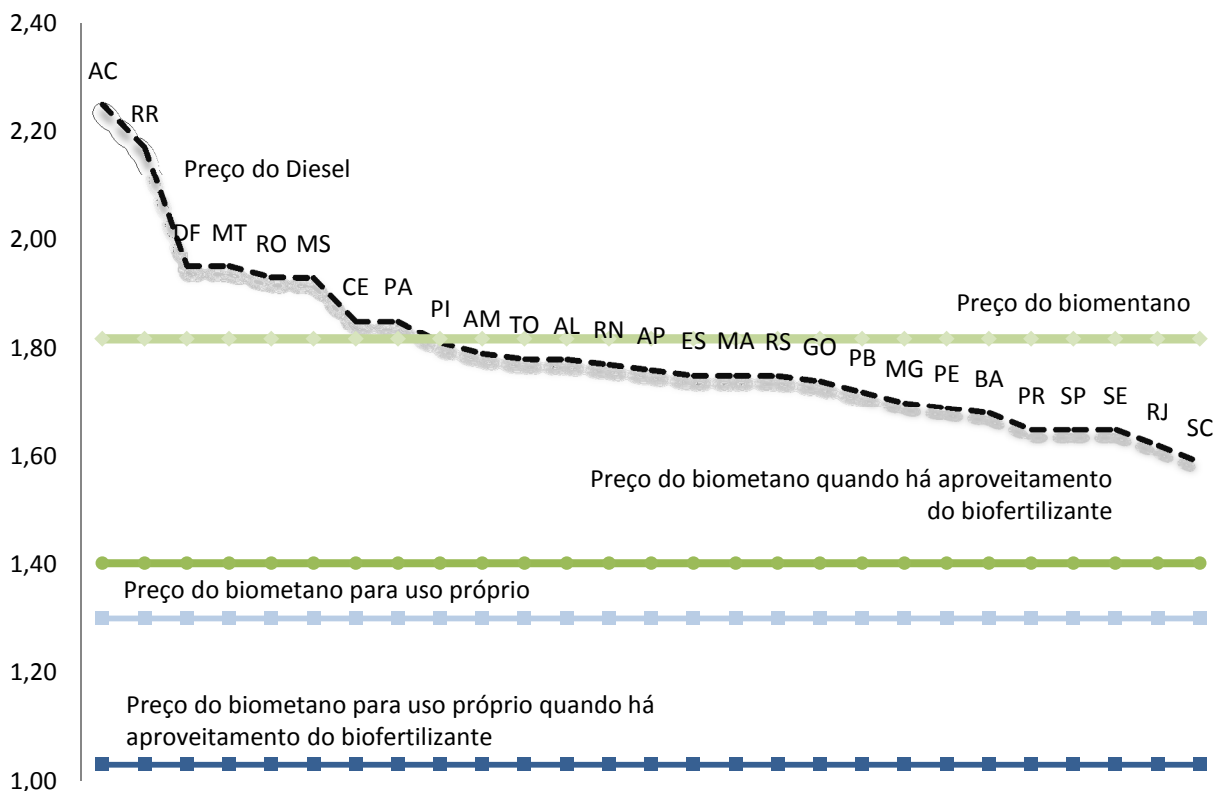
Fonte: *Elaboração própria.*

A análise de competitividade contra o Diesel e contra o GNV foi realizada levando em consideração o levantamento de preços da ANP por estado. A comparação será feita entre os preços mínimos do levantamento por estado subtraídos de R\$ 0,40/m³ (NEOGÁS, 2013), valor atribuído como custo de transporte do combustível, versus as tarifas de equilíbrio acrescidas de 18% de tributos. Os gráficos a seguir ilustram as regiões de competitividade do biometano.

¹⁴ Vale destacar que essa não viabilidade vale para as condições analisadas de escala, custos de investimento e custo da biomassa.

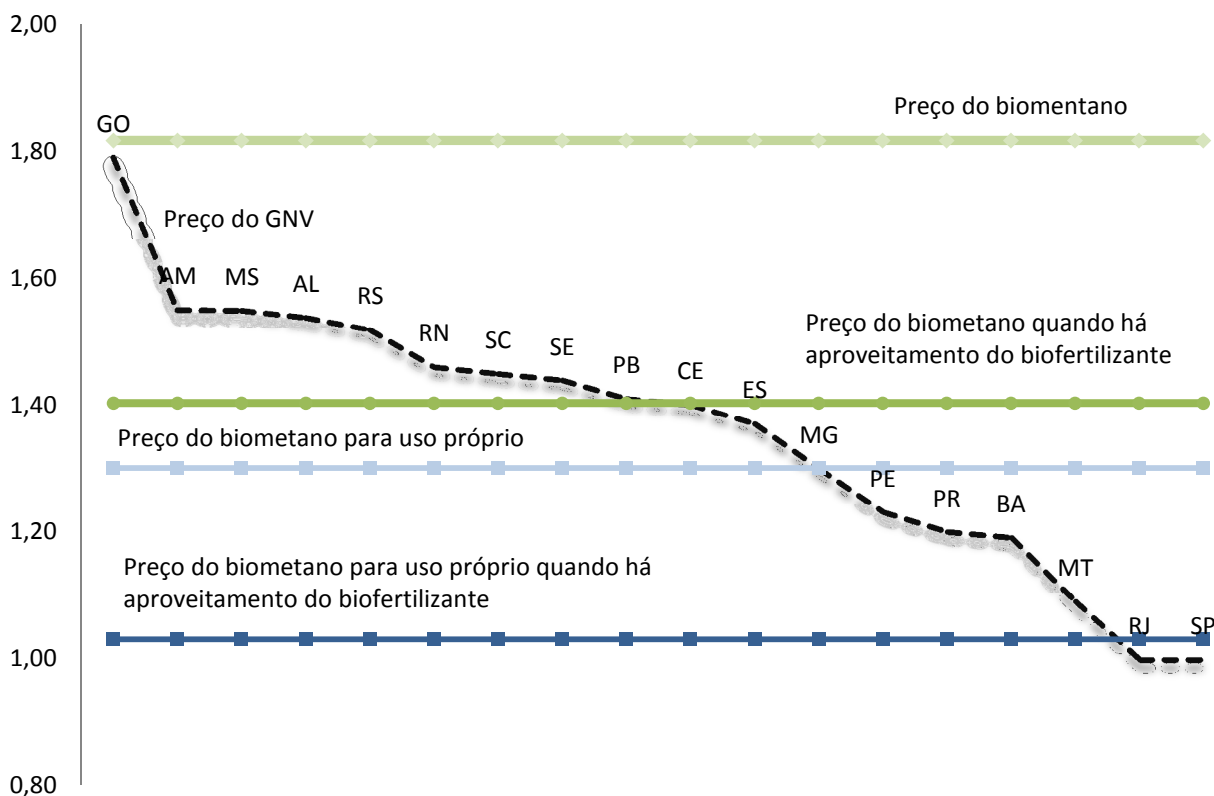
¹⁵ Os valores de custo expostos são valores médios levantados da base de dados da ANP.

Gráfico 11 - Competitividade do biometano para venda x Diesel



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 12 - Competitividade do biometano x GNV



Fonte: Elaboração própria.

Os gráficos mostram que para a opção de venda somente do biometano versus o Diesel, não é encontrada competitividade em todos os Estados. No entanto, para os outros esquemas há competitividade em todos os Estados. Para a competição com o Diesel é necessário destacar que ainda haverá a necessidade de instalação de um “kit gás” para a utilização do biometano, o que reduz a competitividade do mesmo.

Já a competição com o Gás Natural Veicular, os mercados onde o biometano é competitivo com o GNV ainda são bem restritos, contudo, diferentemente da competição com o Diesel a substituição seria imediata, uma vez que nessas regiões já há frota de veículos em operação.

3.3.3 Conclusões

As simulações mostram que para geração de eletricidade em nenhum caso há competitividade com os patamares de preços dos leilões atuais. Os casos bases das rotas de biodigestão e geração elétrica a partir da queima de resíduos em ciclo Rankine também não encontram nichos de mercados competitivos, dadas as condições de simulação e as tarifas médias apresentadas.

Essas alternativas começam a atingir competitividade quando são simulados os casos de autoprodução, que não necessitam de investimentos para conexão à rede, e para os casos de biodigestão quando há venda do biofertilizante, podendo também ser entendida como custo evitado quando utilizado pelo próprio produtor rural que disponibilizou o resíduo de biomassa. A remuneração pelo biofertilizante em áreas rurais é bastante coerente, dada a necessidade local e o resíduo biodigerido ser mais uniforme que os resíduos urbanos.

Para o caso da utilização da infraestrutura de usinas de processamento de cana-de-açúcar, não há competitividade em leilões mas há competitividade em diversas classes de consumo de diversas regiões. Assim, essa alternativa se apresenta interessante podendo ter outros tipos de consequência, como aumento da garantia física para venda em leilões juntamente com o bagaço da cana-de-açúcar.

Já para a produção do biometano, seu caso base apresenta competitividade restrita a alguns estados frente ao Diesel, e não apresenta competitividade frente ao GNV. Contudo, quando são consideradas as condições de remuneração do biofertilizante o biometano, contra o Diesel, apresenta competitividade em todo o território nacional, e contra o GNV somente em alguns mercados. Vale destacar que, no caso do Diesel, em áreas rurais há grande demanda deste combustível que, por conta do frete, caracteriza-se como mais caro que nas cidades. A aplicação desta alternativa requer a adequação dos motores, o que corresponderia a um aumento de R\$ 1,25 milhão no investimento para consumir toda a capacidade do biodigestor, o que aumentaria a tarifa de equilíbrio para algo em torno de 7%, ainda mantendo os mesmos níveis de competitividade.

3.4 POTENCIAL DE MERCADO

Levantados os potenciais técnicos, calculados os potenciais econômicos (através da premissa de escalas viáveis e fatores de capacidade mínimos), simulados os custos das energias produzidas e analisadas as competitividades nos possíveis mercados destas energias é possível

concluir por um potencial de mercado para as diferentes formas de aproveitamento energético de resíduos rurais aqui apresentadas. Essa consolidação será feita nas tabelas seguintes para os casos da eletricidade, em todas as suas rotas de produção, e para o biometano, considerando a competitividade com o Diesel.

Tabela 11 - Resumo dos potenciais e custos de geração de eletricidade a partir de resíduos rurais

	QUEIMA EM USINAS DE CANA	QUEIMA PARA EXP.	QUEIMA PARA APE	BIODIGESTÃO ELÉTRICA COM EXP.	BIODIGESTÃO ELÉTRICA COM EXP. + BIOFERTILIZANTE	BIODIGESTÃO ELÉTRICA PARA APE	BIODIGESTÃO ELÉTRICA PARA APE + BIOFERTILIZANTE
<i>Potencial Técnico de [GWh]</i>	1.443	78.178	78.178	80.098	80.098	80.098	80.098
<i>Potencial Econômico [GWh]</i>	1.443	6.563	6.563	21.240	21.240	21.240	21.240
<i>Tarifa de Equilíbrio [R\$/MWh]</i>	158,77	275,52	265,50	341,32	278,04	291,67	225,50
<i>Mercado onde há competitividade [GWh]</i>	421.390	195.224	195.563	0	195.224	113.970	351.952

Fonte: Elaboração própria.

Como pode ser visto através da tabela anterior a maioria das rotas apresentadas possui mercados competitivos para seus respectivos potenciais econômicos, ou seja, todo o potencial econômico viável encontra mercado em sua região de produção. As exceções são a queima para exportação em ciclos Rankine, que não encontra mercado competitivo para todo seu potencial econômico, e a biodigestão para geração elétrica e exportação à rede sem receita do biofertilizante. Para o caso do biometano versus o Diesel a tabela seguinte apresenta as conclusões.

Tabela 12 - Resumo dos potenciais e custos da produção de biometano a partir de resíduos rurais

	DIGESTÃO ANAERÓBICA PARA VENDA	DIGESTÃO ANAERÓBICA PARA VENDA + VENDA DE BIOFERTILIZANTE	DIGESTÃO ANAERÓBICA PARA CONSUMO PRÓPRIO	DIGESTÃO ANAERÓBICA PARA CONSUMO PRÓPRIO + VENDA DE BIOFERTILIZANTE
<i>Potencial Técnico de Produção de biometano [Mm³]</i>	15.027	15.027	15.027	15.027
<i>Potencial Econômico de Produção de biometano [Mm³]</i>	6.085	6.085	6.085	6.085
<i>Tarifa de Equilíbrio [R\$/m³]</i>	1,49	1,15	1,30	1,03
<i>Mercado onde há competitividade [mil m³ de Diesel]</i>	25.306	51.580	51.580	51.580

Fonte: Elaboração própria.

Através dos resultados expostos, verifica-se que todos os potenciais econômicos encontram mercados competitivos em suas regiões, o que mostra o grande potencial de realização desta rota. A premissa do preço do Diesel sem a distribuição busca garantir isonomia na competição. Isto significa 2.800 usinas, com oferta de 76 postos de trabalho para cada (OWS, 2011), o que supera 200.000 pessoas trabalhando.

Ainda foi realizada outra análise mais simples que busca verificar a viabilidade de uma escala menor de biodigestor, dado que a escala de 100 t/d não é aplicável a todos os Municípios. Foi realizada uma estimativa apenas para o caso de autoatendimento com venda de biofertilizante para 50 t/d, considerando a mesma referência da OWS (2011), o que acarretou tarifa de R\$ 2,01/m³ e incremento de 2,04 Mm³ equivalentes de óleo Diesel. Em virtude deste significativo incremento, sequer foram estudados os efeitos para a geração elétrica. Neste caso, mais de 1.900 usinas, com 58 postos de trabalho (OWS, 2011) por unidade, incrementariam a oferta para mais de 100.000 pessoas.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O conteúdo energético destas biomassas disponíveis, que são passíveis de colheita e coleta, foi de aproximadamente 48 milhões de tep em 2010, todavia, esse valor é um conteúdo teórico. Com a restrição de aproveitamento pelas rotas selecionadas, o potencial técnico de energia secundária varia de 4,5 a 10 milhões de tep, como apresentado na NT de Inventário Energético de Resíduos Rurais.

As restrições de sazonalidades impostas, basicamente por questões de competitividade da energia, restringem ainda mais este potencial que seria de 0,5 a 3,7 milhões de tep de energia secundária competitiva nos parâmetros simulados.

Os resultados da análise de competitividade mostraram que para a queima em caldeiras, os custos da energia elétrica produzida variam de R\$ 265,50/MWh, para o caso da autoprodução, a R\$ 275,20/MWh para o caso de produtores independentes, em ambos sendo desprezada a receita possível com a cogeração. Estes níveis de custos comprometem a competitividade desta eletricidade para a realidade dos leilões públicos e na venda no mercado livre, contudo, apresentam competitividade para os casos da autoprodução em determinados nichos específicos, principalmente para consumidores A4 e A3, como pequenas indústrias e comércios. A principal sensibilidade neste caso é o custo da biomassa, decorrente da qualidade de sua logística - o que pode ser reduzido com o aprimoramento dos sistemas de colheita e coleta.

A biodigestão elétrica apresentou resultados similares à queima, com custos variando de R\$ 291,67/MWh a R\$ 341,32/MWh (para autoprodução e produção independente, respectivamente), quando não considerada a venda de biofertilizantes. Nestes níveis tarifários a competitividade desta energia é bastante restrita e, novamente, somente a autoprodução atinge nichos específicos de competitividade. Quando há a consideração de venda do biofertilizante a R\$ 150,00/t a situação torna-se bastante favorável, com custos variando de R\$ 225,50/MWh a R\$ 278,04/MWh (para autoprodução e produção independente, respectivamente, ainda desprezando a receita da cogeração). Nestes níveis de custos, esta energia elétrica se torna competitiva para a maioria das classes de consumidores. Devido à escala da unidade, a contratação através do esquema de compensação de energia elétrica, o *net metering*, tende a ser mais atrativa.

Para este caso, novamente, a tarifa de equilíbrio é bastante sensível aos custos de investimento e aos preços de venda do composto. O insumo perde relevância neste tipo de análise dado o custo negativo da biomassa pecuária, em virtude de hoje já existir a necessidade de seu tratamento. E a remuneração do biofertilizante é coerente com a demanda das áreas rurais.

Quanto ao aproveitamento das instalações das usinas de cana na entressafra, o nível de custos foi o mais competitivo, em R\$ 158,77/MWh - ainda que a receita possível com a cogeração não seja aplicável para a maioria das alternativas. No entanto, neste caso há algumas avaliações importantes, como a possibilidade de utilização da biomassa agrícola sem

grandes incrementos nos custos de O&M, de aceitação dos usineiros em utilizar suas instalações para a margem de rentabilidade de 10% e os já citados custos e qualidade da biomassa. Essa possibilidade ainda abre a possibilidade das usinas que vendem energia em leilões aumentarem a garantia física, apesar de um possível sobre custo.

Por último, a produção de biometano, no lugar de energia elétrica depois da biodigestão anaeróbica, mostrou-se um opção interessante, pois alcança custos de R\$ 1,49/m³ a R\$ 1,30/m³ ou R\$ 43,67/MBTU a R\$ 38,10/MBTU, sem a venda de fertilizantes. Caso seja considerada a venda de biofertilizante, o biometano custa R\$ 37,70/MBTU ou R\$ 1,15/m³ para comercialização, e R\$ 30,19/MBTU ou R\$ 1,03/m³ para autoatendimento. Além de indicar maior competitividade, esta alternativa possibilita uma flexibilidade entre a produção de energia elétrica e de biometano.

Com estes níveis de custos já é encontrada competitividade, pois a comparação com outros energéticos, como Gás Natural, o Diesel e a Gasolina, que apresentam custos médios na ordem de R\$ 21,60/MBTU, R\$ 40,60/MBTU e R\$ 50,39/MBTU respectivamente, torna o biometano mais atraente.

Para o caso do Diesel, em particular, a situação é mais interessante, pois há um consumo bastante alto de máquinas agrícolas, aproximadamente 13% do Diesel consumido nacionalmente. Este Diesel pode ser substituído através da aplicação de motores dual Diesel-gás, tendo sido identificado o potencial de viabilidade da substituição de oferta de 66% da demanda por óleo Diesel no setor agropecuário em 2010.

Vale destacar que já há viabilidade desse sistema com a diferença de preço do Diesel para o gás natural, ou seja, de R\$2,00/l para R\$1,60/m³, para o caso urbano. Como os custos simulados do biometano foram de R\$1,30/m³, R\$1,15/m³ e R\$1,03/m³, o sistema se pagaria somente na diferença do preço dos combustíveis. Caso seja incluído nos custos de investimentos o valor necessário para adequação dos motores, em quantidade equivalente à capacidade de fornecimento de biometano da unidade, equivalentes a R\$ 1,25 milhões, as tarifas de equilíbrio aumentariam em 7%, mantendo as regiões de competitividade.

A queima em ciclos a vapor, tem um potencial de 696 MW médios em 111 unidades localizadas basicamente no Centro-Oeste e no Sul do país. Estes números poderiam aumentar para 2.243 MW médios em 361 unidades, também concentradas no Centro-Oeste e no Sul, caso hajam sistemas de armazenamento de biomassa.

A utilização dos resíduos em usinas de cana acarretaria somente em 164 MW médios concentrados basicamente no Centro-Oeste (Goiás e Mato Grosso do Sul) e Sudeste (Minas Gerais). Uma análise de interação por microrregião no lugar de Município poderia aumentar este potencial.

Por último, as rotas de biodigestão apresentam uma garantia física de 2.431 MW médios ou 11,7 milhões de m³ por dia de biometano em 2.860 biodigestores concentrados, sendo 51% deles na região Sul e 27% no Sudeste. A maior garantia física, a flexibilidade na produção do energético, eletricidade ou biometano, e a maior competitividade do biometano indicam uma vantagem para a tecnologia da biodigestão.

Importa destacar que não será somente uma única tecnologia que ocupará todo o espaço de aproveitamento energético da biomassa rural, pois as condições locais influenciam fortemente e devem ser analisadas.

Nesse sentido a escolha deve ser pelo esquema que apresenta maior benefício. Os resultados das análises realizadas anteriormente indicam que a biodigestão para combustível veicular é o primeiro caminho a ser seguido. Este esquema é o que apresenta as melhores condições de competitividade, com alta rentabilidade, resolve grande parte do passivo dos dejetos da pecuária, produz biofertilizantes perto das zonas rurais, e tem potencial de substituição de 2/3 do Diesel agropecuário, praticamente pela metade do custo. Como o Diesel agropecuário representa algo em torno de 13% do consumo de Diesel nacional, poderia haver uma substituição de aproximadamente 9% do Diesel nacional por biometano, reduzindo as importações e possibilitando a oferta de mais de 320.000 postos de trabalho.

Ainda há que entender o porque do não investimento nestes potenciais, dado que alguns já são competitivos. De Oliveira (2011) enumera uma série de barreiras e de caminhos para a remoção das mesmas. A falta de conhecimento técnico local, a falta de identificação dos reais potenciais locais (inventários de biomassa), a competição pelo uso dos resíduos agrícolas (utilização como ração ou como insumos agrônômicos), sistemas de colheita, coleta e logísticos adequados, disponibilidade de financiamentos acessíveis e baratos, custos de transação e barreiras do setor energético são as principais.

Nesse sentido, a proposição feita por De Oliveira (2011) de associar programas atuais do governo brasileiro, como o PAC, à estratégia de desenvolvimento de um mercado de biomassa rural¹⁶, também se encaixa nas medidas que devem ser tomadas para viabilização desse potencial.

A disponibilização de financiamentos, criação de mão de obra e conhecimentos locais, melhoria da infraestrutura logística (já integrante da estratégia atual, através do PAC), inventários de biomassa (em parte já integrante da estratégia atual, através da política nacional de resíduos sólidos) e simplificação dos processos de autorização e comercialização de energia, como o sistema de compensação de energia criado pela Resolução Normativa ANEEL 482/2012, são as principais medidas, assim como a necessidade de coordenação e acompanhamento do desenvolvimento deste programa em diferentes fases.

Um ponto não considerado nas análises financeiras foi a questão de emissões de gases de efeito estufa. No atual contexto mundial esta análise se mostra essencial e pode ajudar a qualificar diferentes tipos de aproveitamentos energéticos. As alternativas elétricas, por serem avaliadas como plantas de base, só substituirão a pequena parcela de carbono da matriz nacional. O benefício da geração pode ser de 0,1, 0,5 ou 1,6 Mt CO₂/a, dependendo da rota adotada. Já no uso veicular, por substituir óleo Diesel, pode atingir 11 Mt CO₂/a. Essa análise ainda poderia resultar na utilização das condições de financiamento do Fundo Clima, melhores que as simuladas nesta análise.

¹⁶ O autor citado trata somente da biomassa agrícola, entretanto, as observações e análises podem ser consideradas para a biomassa rural em geral.

Outro ponto que merece destaque é a possibilidade de geração postos de trabalho no meio rural, estimada em 300 mil.

Outros estudos são fundamentais, como a análise de biomassa de resíduos urbanos, a integração dos diferentes tipos de biomassa (etanol, biodiesel, biomassa florestal, biocombustíveis avançados), a análise de combustíveis sólidos de biomassa, como os briquetes, pellets e CDR, uma análise georreferenciada de oferta de diferentes tipos e biomassa e demandas energéticas, estudos de emissões entre outros.

Neste intuito a EPE elaborou a presente nota técnica e já está conduzindo alguns desses outros estudos citados, de maneira que possa haver um real conhecimento do potencial de bioenergia do país contextualizado com a identificação das vantagens e desvantagens do aproveitamento deste potencial.

5 BIBLIOGRAFIA

- AZOLA, E. P., ANDRADE, J. F. M., RIBEIRO, R. H. C., et al., 1999, *Identificação dos Potenciais Econômicos e de Mercado de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro*. In: Relatório para Inclusão no Plano Decenal de Expansão da ELETROBRÁS - ECV - 788/98, ELETRONUCLEAR, Rio de Janeiro.
- BAIN, R. L.; AMOS, W. P.; DOWNING, M.; PERLACK, R. L. *Highlights of Biopower Technical Assessment: State of the Industry and the Technology*. Report No. NREL/TP-510-33502. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2003.
- BOSCH, 2011. Apresentação do sistema DNG Bosch. Recebido por e-mail: guilherme.ferreira@br.bosch.com.
- BRAUNBECK, O., CORTEZ, L., 2005. *O cultivo da cana-de-açúcar e o uso dos resíduos*. In: ROSILLO-CALLE, F., BAJAY, S. V., ROTHMAN, H. (orgs.) *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas, SP: Editora da UNICAMP.
- CHEN, PATRICK; OVERHOLT, ASTRID; RUTLEDGE, BRAD; TOMIC, JASNA; 2010. *Economic Assessment of Biogas and Biomethane Production from Manure*. Disponível em http://www.calstart.org/Libraries/Publications/Economic_Assessment_of_Biogas_and_Biomethane_Production_from_Manure_2010.sflb.ashx , acessado em 02/02/2012.
- CONAB, 2010, *Série Histórica de Grãos - Safra 1976/77 a 2009/10*, Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA, disponível em <http://www.conab.gov.br/download/safra/BrasilProdutoSerieHist.xls>, acessado em 26/08/2011.
- DE OLIVEIRA, LUIZ GUSTAVO SILVA, 2011. *Aproveitamento Energético de Resíduos Agrícolas - O Caso da agroeletricidade distribuída*. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ.
- ELECTRIGAZ, 2008. *Feasibility Study - Biogas upgrading and grid injection in the Fraser Valley, British Columbia*. Disponível em <http://www.catalystpower.ca/21B51379-1864-4B8B-8320-824FC252DB18/FinalDownload/DownloadId-0AA50DF49BC155D20A5B3289DAF402A5/21B51379-1864-4B8B-8320-824FC252DB18/pdf/fvf.pdf>, acessado em: 02/02/2012.
- EPE, 2011. *Balço Energético Nacional 2011*. Rio de Janeiro.
- EPE, 2012. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio de Janeiro.
- FILHO, PAULO LUCAS DANTAS, 2009. *Análise de custos na geração de energia com bagaço de cana-de-açúcar: um estudo de caso de quatro usinas em São Paulo*. Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo.
- GOLD, Stefan; SEURING, Stefan, 2010. *Supply chain and logistics issues of bio-energy production*. Journal of Cleaner Production, In press.

- IBGE, 2011a, *Produção Agrícola Municipal - Culturas Temporárias e Permanentes 2009*. Coordenação de Agropecuária - Diretoria de Pesquisas - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - MP, Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em <http://www.ibge.gov.br>.
- _____, 2011b, *Produção Pecuária Municipal* -Coordenação de Agropecuária - Diretoria de Pesquisas - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - MP, Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em <http://www.ibge.gov.br>.
- JANUS e PERGHER, 2012. *Orçamento para fornecimento de sistemas PSA para tratamento de biogás e obtenção de biometano*. Comunicação pessoal.
- JORDÃO, E.P. e PESSOA, *Tratamento de esgotos domésticos*. 3ª EDIÇÃO. ABES. 1995.
- KUMAR et. al. *Biomass power cost and optimum plant size in western Canada*. Biomass e Bioenergy 24, p. 445-464, 2003.
- LARSON, E. D., WILLIAMS, R. H., LEAL, M. R. L. V., 2001, *A Review of Biomass Integrated-Gasifier/Gas Turbine Combined Cycle Technology and its Application in Sugarcane Industries, with an Analysis for Cuba*. Energy for Sustainable Development, v. 1 (march), pp. 54-76.
- LORA, E.E.S, DO NASCIMENTO, M.A.R., 2004, *Geração Termelétrica -Planejamento, Projeto, Operação*. Volumes 1 e 2. Editora Interciência.
- NEOGÁS, 2013. Comunicação por e-mail.
- MAZZONE, V., HAYASHI, T. C., 1997, *Noções de Cogeração de Ciclo Simples e Combinado*, In: Projeto DPE/SDS/RHAE 610.370/94-4 CNPq, LEN - Laboratório de Energia, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Bahia, Brasil.
- OWS [Organic Waste System]. Orçamento de Digestão Anaeróbica Seca. Disponibilizado em 2011.
- RENTIZELAS, ATHANASIOS A.; TOLIS, ATHANASIOS J.; TATSIOPOULOS, ILIAS P., 2009. *Logistic issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, n. 13, p. 887-894.
- SANTOS, I. A.; MORAIS, M. A., 2009. *Aproveitamento de biogás para a geração de energia elétrica a partir de dejetos de bovinos leiteiros: Um estudo de caso na EAFMUZ*. I Simpósio Internacional sobre Gerenciamento de Resíduos de Animais.