

Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo

Diego Nyko, Jorge Luiz Garcia Faria, Artur Yabe Milanez,
Nivalde José de Castro, Roberto Brandão e Guilherme de A. Dantas

<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>

Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo

Diego Nyko
Jorge Luiz Garcia Faria
Artur Yabe Milanez
Nivalde José de Castro
Roberto Brandão
Guilherme de A. Dantas*

Resumo

A premente necessidade de aumento da oferta de eletricidade e as maiores limitações à construção de grandes reservatórios de água impõem a busca por fontes alternativas para produção de energia elétrica.

* Respectivamente, economista, engenheiro e gerente do Departamento de Biocombustíveis do BNDES; professor da UFRJ e coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia (Gesel) da UFRJ; pesquisador-sênior do Gesel/IE/UFRJ e doutorando do Programa de Planejamento Energético da Coppe/UFRJ; e Pesquisador-Sênior do Gesel/IE/UFRJ. Os autores agradecem aos colegas do Departamento de Biocombustíveis do BNDES pelo auxílio na elaboração e revisão, em especial a Brunno Siqueira dos Reis, que colaborou para a organização dos dados da pesquisa de campo. Agradecem também as sugestões e os comentários de Patrícia Zendron, assessora da Área Industrial do BNDES; de Luiz Augusto Horta Nogueira, professor titular da Unifei; de Carlos Silvestrin, vice-presidente executivo da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen); de Zilmar de Souza, assessor de bioeletricidade da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (Unica); e de Suleiman José Hassuani, especialista em bioeletricidade do Centro de Tecnologia Canavieira (CTC).

Entre as opções existentes, a eletricidade gerada a partir da biomassa da cana-de-açúcar revela-se uma opção interessante, pois, além de renovável, é produzida de forma distribuída e próxima aos centros consumidores. Além disso, em razão de a colheita de cana ocorrer no período seco da Região Centro-Sul, a biomassa canavieira ainda se apresenta como fonte complementar ao parque hidroelétrico brasileiro, conferindo maior capacidade de geração de energia justamente no período de menor oferta hídrica.

Apesar das vantagens econômicas e ambientais, o potencial de utilização da biomassa de cana ainda é pouco aproveitado. Entre as diversas causas possíveis, podem-se citar a dificuldade de conexão das centrais térmicas à base de cana à rede de distribuição, a fragilidade econômico-financeira e a inexperiência em operar no setor elétrico de determinadas usinas. O objetivo central deste artigo é identificar, por meio de pesquisa de campo que envolveu mais de 200 unidades sucroenergéticas, quais os fatores que, segundo a ótica das usinas, mais contribuem para inibir o investimento na cogeração de energia elétrica.

Adicionalmente, à luz do diagnóstico proporcionado pela pesquisa de campo, são discutidas oportunidades de fomento que colaborem para mitigar os entraves apontados pela pesquisa e, com isso, estimulem um melhor aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético.

Introdução

A cana-de-açúcar possui, historicamente, expressiva participação na matriz energética brasileira que se consolidou em 2007, quando passou a ocupar o posto de segunda maior fonte de energia na matriz, superando até os recursos hídricos [EPE (2008)].

A utilização em larga escala da cana como insumo energético decorre essencialmente dos significativos volumes de etanol combustível consumidos pela frota brasileira de veículos leves. Como ilustração, esse consumo chegou a 22,9 bilhões de litros em 2009, volume 163% superior ao consumido em 2003, ano em que os veículos *flex* ingressaram no mercado brasileiro.

Apesar de sua crescente importância, a cana-de-açúcar tem potencial energético ainda bastante superior àquele que vem sendo efetivamente

explorado. De acordo com Kitayama (2008), uma tonelada de cana tem energia equivalente a 1,2 barril de petróleo. Essa energia encontra-se distribuída entre a sacarose, o bagaço e a palha na proporção de um terço para cada uma dessas partes. Desse potencial, a fração relativa à sacarose é efetivamente utilizada para a produção de etanol e açúcar, enquanto a energia contida no bagaço é utilizada, em geral, de forma pouco eficiente para a cogeração¹ de energia térmica e eletricidade. No que se refere à palha, a colheita manual da cana associada à prática da queimada impedia, até recentemente, a utilização de sua energia. Contudo, com a crescente mecanização e colheita da cana sem queima,² estão sendo criadas as condições necessárias para seu aproveitamento, que ainda é muito incipiente.

Diante dessas considerações, constata-se um hiato entre o potencial energético da cana-de-açúcar e a energia que, de fato, vem sendo gerada pelas usinas sucroenergéticas. Especificamente sobre a cogeração de energia elétrica, reforça esse hiato a opção histórica, feita por muitas usinas, por tecnologias de cogeração com menor produção de excedentes, as quais visavam apenas ao autossuprimento de energia das unidades industriais e ao pleno uso do bagaço existente – insumo de difícil estocagem e de baixa relevância comercial.

Para superar esse *hiato* no curto e médio prazos,³ são necessários investimentos em plantas de cogeração mais eficientes para atender às necessidades energéticas da usina e, ao mesmo tempo, gerar excedentes de energia elétrica para serem comercializados com o sistema elétrico brasileiro. Contudo, os investimentos realizados até o momento ainda estão longe de aproveitar todo o potencial energético da cana. Para corroborar essa afirmação, observa-se que, entre as 438 usinas e destilarias existentes no país em 2009,⁴ apenas 100 exportaram eletricidade naquele ano, segundo informação da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (Unica).

O objetivo principal deste artigo é discutir os motivos pelos quais a inserção da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira não vem ocorrendo em uma escala condizente com o seu potencial e compatível com seus

¹ Produção combinada de potência e calor útil.

² Atualmente, mais de 50% da colheita de cana no estado de São Paulo já é mecanizada.

³ No longo prazo, poderá existir a alternativa de utilizar o bagaço e a palha da cana-de-açúcar para a produção de etanol celulósico.

⁴ Total de unidades segundo cadastro do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (Mapa) para aquele ano.

benefícios econômicos e ambientais. Para isso, é necessário identificar e analisar os obstáculos que, de alguma forma, impedem a realização de novos investimentos em cogeração com a finalidade de comercializar energia excedente.

Para levantar esses obstáculos e analisar a dimensão exata de sua relevância segundo a ótica dos produtores, foi elaborado um questionário (Anexo 1) para ser respondido pelas usinas e destilarias do país. Das 438 unidades, 207 enviaram respostas, o que representou uma amostra de quase 70% da moagem de cana na safra 2009-2010.

A fim de discutir os principais resultados dessa pesquisa de campo e sugerir propostas para contornar os problemas identificados, este artigo está dividido em cinco seções, além desta introdução e das conclusões. A primeira apresenta as características básicas do setor elétrico brasileiro de interesse para este artigo. Após a exposição do processo de expansão e do perfil da matriz elétrica ao longo do século XX, analisam-se brevemente as reformas recentes daquele setor e discutem-se as vantagens e o potencial do aumento do aproveitamento da bioeletricidade canavieira.

A segunda seção, “Perfil da amostra”, caracteriza a amostra de usinas que responderam ao questionário, traçando o perfil daquelas que já exportam excedentes de energia (92 unidades) e daquelas que ainda não o fazem (115 unidades). Os perfis ainda são construídos segundo dois recortes principais. No primeiro, a caracterização é feita por tamanho. As unidades da amostra são organizadas entre aquelas cuja capacidade de moagem é de até (inclusive) dois milhões de toneladas de cana por safra (Mtc) e aquelas cuja capacidade é superior a esse nível. No segundo recorte, as unidades são caracterizadas conforme sua localização. Um breve perfil é traçado para seis estados, nos quais a amostragem se mostrou significativa: São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Mato Grosso do Sul, Goiás e Alagoas.

Por sua vez, a terceira seção, “Análise dos obstáculos a investimentos em bioeletricidade”, dedica-se à discussão dos resultados obtidos pela pesquisa de campo, ou seja, apresenta e discute os principais entraves, na visão das usinas, para a realização de investimentos em tecnologias mais eficientes de cogeração. São realizadas, além da análise consolidada do Brasil, avaliações detalhadas segundo os perfis construídos na seção anterior.

A quarta seção apresenta a atuação do BNDES no apoio aos investimentos em bioeletricidade com base na cana, com destaque para a

evolução dos desembolsos e o perfil dos projetos apoiados. Por fim, a quinta seção, “Oportunidades para o fomento à expansão da cogeração”, discute, à luz dos resultados apontados pela pesquisa e da experiência do BNDES na análise de projetos de investimento em cogeração, as oportunidades de fomento que poderiam ser adotadas para superar os principais problemas identificados.

O setor elétrico brasileiro e o potencial inexplorado da bioeletricidade canavieira

Por meio da construção de grandes empreendimentos pela ótica da geração centralizada e da exploração de economias de escala, a matriz elétrica brasileira expandiu-se e consolidou-se ao longo do século XX com base na exploração dos recursos hídricos do país. Essa predominância da fonte hidroelétrica permitiu, de um lado, a geração de energia com modicidade tarifária e, de outro, a reduzida intensidade de carbono na matriz elétrica brasileira. As Tabelas 1 e 2 mostram, respectivamente, a participação média da hidroeletricidade na geração brasileira e os percentuais de hidroeletricidade na geração total dos principais países produtores de energia com base nessa fonte.

Em comparação com os demais países com participação similar de geração hidroelétrica em suas matrizes energéticas, o Brasil tem um perfil diferenciado, já que é dotado de um mercado de grande dimensão.

Tabela 1 | Evolução da participação da geração hidroelétrica na oferta brasileira de energia elétrica*

Ano	Porcentagem (%)
2000	94,1
2001	89,7
2002	91,0
2003	92,1
2004	88,6
2005	92,5
2006	91,8
2007	92,8
2008	84,1
2009	88,5

Fontes: Histórico da geração do *site* do Operador Nacional do Sistema (ONS) e Melo (2010).

* Dados relativos ao Sistema Interligado Nacional.

Tabela 2 | Participação da hidroeletricidade na geração doméstica de energia elétrica em 2008 – países selecionados

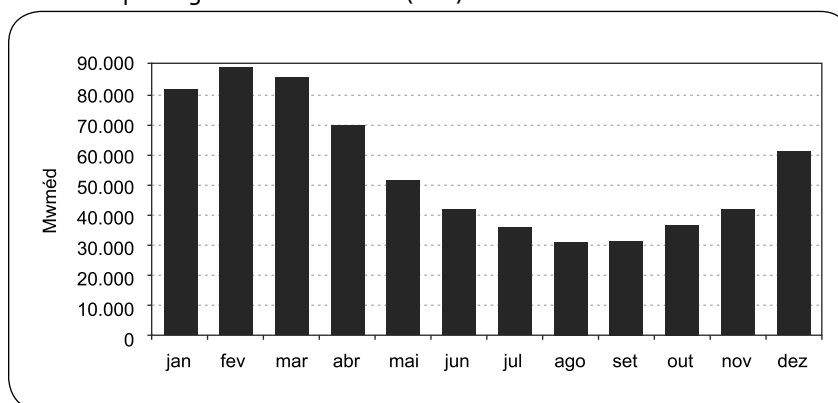
País	% de geração hídrica
Noruega	98,5
Brasil*	79,8
Venezuela	72,8
Canadá	58,7
Suécia	46,1
China	16,9
Rússia	16
Índia	13,8
Japão	7,7
EUA	6,5
Resto do mundo	13,6
Mundo	16,2

Fonte: IEA (2010).

*Não inclui a geração da parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

Tal predominância da oferta brasileira torna-se ainda mais relevante ao se considerar a contundente sazonalidade do regime hidrológico brasileiro (Gráfico 1).

Gráfico 1 | Energia natural afluyente (ENA):⁽¹⁾ média histórica⁽²⁾



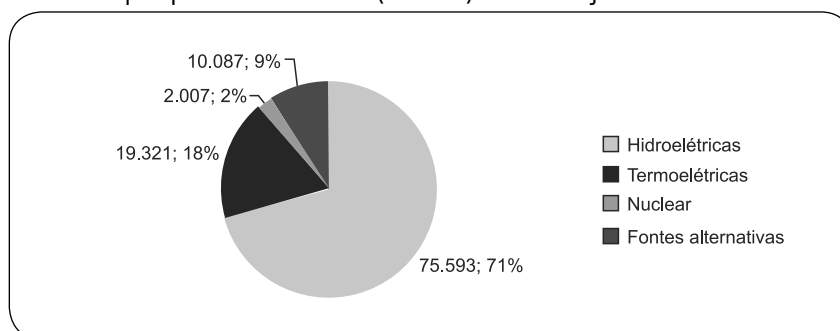
Fonte: Elaboração do Gesel/IE/UFRJ, com base no banco de dados histórico da operação do ONS em 2008.

⁽¹⁾ Energia obtida quando a vazão natural afluyente a um ponto de observação é turbinada nas usinas situadas a jusante do ponto. A energia natural afluyente a uma bacia é a soma das energias naturais afluyentes a todos os pontos de observação existentes na bacia.

⁽²⁾ Inclui todos os subsistemas do Sistema Interligado Nacional com base na configuração de 2008.

Dada essa sazonalidade, é necessário que haja regularização da oferta de energia elétrica ao longo de todo o ano, que só é possível porque a expansão do parque hidroelétrico brasileiro ocorreu associada à construção de grandes reservatórios, cuja função era estocar água no período úmido do ano para convertê-la em energia elétrica no período seco. No entanto, a construção desses reservatórios não elimina o fato de os recursos hídricos serem uma variável de fluxo sujeita à intermitência, tornando indispensável uma capacidade de reserva entre a demanda de ponta do sistema e a capacidade instalada. No Gráfico 2 vê-se a composição total do parque gerador brasileiro em 2010. Verifica-se que a participação da hidroeletricidade é inferior à sua participação na geração média dos últimos anos, refletindo justamente a presença de usinas termoeletricas que têm a função de *backup* do sistema.

Gráfico 2 | Capacidade instalada (em MW) do SIN em janeiro de 2010



Fonte: Melo (2010).

Outro fato relevante ao longo dos anos foi a expansão da rede de transmissão brasileira, cuja expressiva extensão gera influências na oferta de energia elétrica ao permitir a exploração de sinergias oriundas das diferenças entre regimes hidrológicos das bacias hidrográficas do país. Contudo, a existência de várias usinas em uma mesma bacia impede-as de decidir individualmente sobre seus respectivos níveis de produção, já que tal decisão impactaria no potencial de geração das usinas a jusante no rio.⁵ Nesse sentido, a operação coordenada das usinas hidroelétricas e a influência do sistema de transmissão no dimensionamento da carga justificaram o modelo de geração centralizada.

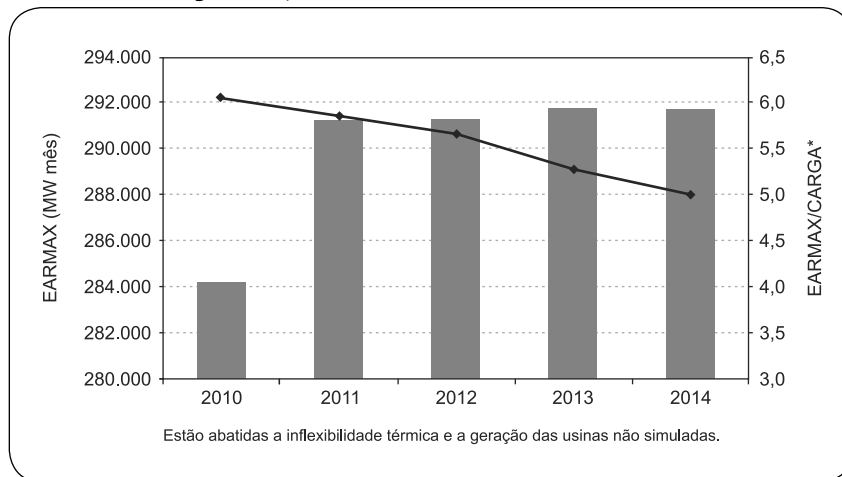
⁵ Ver D'Araújo (2009).

Com base no nível dos reservatórios e nos custos de geração das usinas aptas a operar, o Operador Nacional do Sistema (ONS) decide quais usinas serão despachadas, para minimizar os custos presente e futuro de geração. Explica-se: a geração hidroelétrica presente impacta o nível dos reservatórios e, conforme a afluência no período seguinte, poderá haver maior ou menor necessidade de geração termoeétrica. Dessa forma, o custo marginal de operação reflete a minimização, de um lado, dos custos presente e futuro de geração a partir do nível dos reservatórios e, de outro, do custo variável das usinas termoeétricas.

O exposto até aqui, em especial sobre os reservatórios existentes, explicita o mencionado caráter de geração de *backup* do parque térmico na matriz elétrica brasileira. Em um ano de afluências típicas, o parque hidroelétrico é capaz de atender a cerca de 90% da demanda nacional por energia elétrica. Nesse sentido, ao se constatar a existência de um potencial hídrico inexplorado superior a 150.000 MW, pode-se admitir, *a priori*, que o crescimento da oferta de energia elétrica necessário para atender ao aumento da demanda futura, sobretudo em um contexto de crescimento econômico consistente, seria oriundo dos recursos hídricos. Nesse cenário, a matriz brasileira manteria sua composição atual, entretanto, isso é incompatível com o perfil projetado para a expansão do parque hidroelétrico brasileiro.

O potencial hidroelétrico inexplorado localiza-se, essencialmente, na Região Norte, onde o relevo predominante é a planície. Por conta disso, o alagamento de grandes áreas para a construção de reservatórios representa menor quantidade de energia armazenada por causa das menores quedas disponíveis. A essa limitação física soma-se o caráter mais rígido da legislação ambiental a partir da Constituição de 1988, que vem restringindo a construção de reservatórios de acumulação. As usinas hidroelétricas que estão sendo (e continuarão a ser) construídas são predominantemente do tipo fio d'água, o que significa que a expansão da capacidade hidroelétrica instalada não está (e não estará) associada à expansão proporcional dos reservatórios. Logo, faz-se necessário projetar um parque hidroelétrico capaz de atender à carga no período úmido, com algumas usinas até vertendo água, mas com necessidade de complementação, por outras fontes geradoras, para que a demanda seja suprida no período seco [Castro, Brandão e Dantas (2010a)].

Gráfico 3 | Evolução da energia armazenada máxima e grau de regularização do SIN



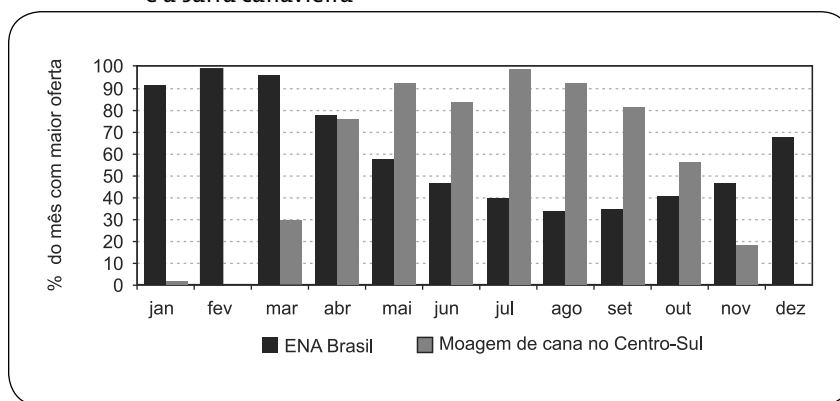
Fonte: ONS (2010).

As usinas que devem ser priorizadas para complementação do parque hidroelétrico são aquelas que, do ponto de vista técnico e econômico, têm características apropriadas para operar na base do sistema durante um considerável número de horas por ano. Suas características são absolutamente distintas das atualmente encontradas em unidades térmicas, destinadas à geração eventual, e não à geração na base do sistema. Na realidade, usinas térmicas desenvolvidas para operar como *backup* do sistema tornam-se proibitivamente custosas quando utilizadas de forma contínua [Castro, Brandão e Dantas (2010b)].

Em face dessas considerações, a bioeletricidade sucroenergética destaca-se como uma fonte adequada para complementar o parque hidroelétrico brasileiro. A primeira e talvez mais importante característica dessa fonte é seu caráter renovável. Diferentemente das térmicas movidas a óleo diesel ou gás natural, a geração de eletricidade a partir da biomassa da cana apresenta, em função da baixa utilização de insumos de origem fóssil em seu processo produtivo, uma emissão de gases de efeito estufa relativamente pequena.

Ademais, a safra de cana-de-açúcar na Região Centro-Sul ocorre entre os meses de abril e novembro, coincidindo com o período seco naquela região, onde estão localizados 70% da capacidade dos reservatórios brasileiros. O Gráfico 4 mostra a grande complementaridade entre o parque hidroelétrico brasileiro e a safra canavieira.

Gráfico 4 | Complementaridade entre o parque hidroelétrico e a safra canavieira



Fontes: Site do ONS (www.ons.org.br) e Unica. Dados elaborados com base no histórico da operação em 2008 (ENA) e pela moagem de cana da safra 2007-2008 no Centro-Sul.

Outra característica vantajosa da bioeletricidade para o setor elétrico brasileiro é o fato de ser uma fonte de geração distribuída,⁶ condição decorrente de dois fatores, a saber: o porte relativamente pequeno e o significativo número das unidades sucroenergéticas existentes. Além de distribuída, a bioeletricidade canavieira é gerada próxima aos principais centros de consumo, em razão da concentração da produção de cana no Sudeste e da expansão dessa cultura em áreas de fronteira agrícola no Centro-Oeste. De fato, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste responde por cerca de 60% da carga do SIN, e as projeções indicam que esse percentual será mantido (Tabela 3).

⁶ Geração distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independentemente da potência, da tecnologia e da fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores.

Tabela 3 | Projeção da carga do Sistema Interligado Nacional (em MWmed)

Subsistema	2010	2011	2012	2013	2014
Norte	3.950	4.411	5.529	5.856	6.188
Nordeste	8.242	8.683	9.110	9.566	10.043
Sudeste/CO	34.064	35.914	37.763	39.741	41.483
Sul	9.189	9.583	9.982	10.397	10.828
SIN	55.445	58.591	62.384	65.560	68.542

Fonte: EPE (2010).

Portanto, a inserção da bioeletricidade em uma escala condizente com o seu potencial, por se tratar de uma fonte de geração distribuída e próxima do consumo final, deverá reduzir a necessidade de investimentos em reforço e expansão do sistema de transmissão. Isso também reduz as perdas, o que reforça a eficiência da bioeletricidade canavieira. Logo, trata-se de uma fonte de energia condizente com a promoção do desenvolvimento sustentável.

Além das vantagens para a oferta de energia elétrica, a maior inserção da bioeletricidade tem outro importante efeito microeconômico: aumentar a resiliência do setor sucroenergético. Em razão da alta volatilidade dos preços do etanol e do açúcar, a presença de uma receita estável e de longo prazo viabilizada pela venda de eletricidade melhora o perfil econômico-financeiro do setor e, com isso, aumenta sua capacidade de resistir a flutuações de preço dos seus principais produtos.

Todavia, do ponto de vista histórico e com base na organização industrial do setor elétrico, a estrutura de monopólio integrado verticalmente, que vigorou ao longo de boa parte do século XX, era incompatível com a inserção da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira, já que a competição no segmento de geração era limitada, sem acesso aos segmentos de rede.

A partir do fim dos anos 1980, iniciou-se um processo de liberalização do setor elétrico com o objetivo de incitar a eficiência do setor e atrair capital para sua expansão. O fundamento dessas reformas era a desverticalização da indústria elétrica de forma a estimular, por meio da garantia do acesso aos segmentos de transmissão e distribuição, a concorrência nos segmentos de geração e comercialização. É importante frisar que as reformas foram, em grande medida, viabilizadas por inovações tecnológicas, responsáveis por reduzir as escalas mínimas de eficiência no segmento de geração, especialmente para as termoeletricas. Essa redução da escala

permitiu maior competição naquele segmento e maior descentralização da produção da energia elétrica, ficando mais próxima dos centros de consumo.

Assim, reformas e ajustes do setor elétrico brasileiro nos últimos 15 anos, ao permitirem a competição no segmento de geração de energia elétrica e ao regulamentar o acesso à rede, proporcionaram as condições necessárias para a comercialização de bioeletricidade.

Por suas vantagens econômicas e ambientais e em compasso com o significativo crescimento da safra de cana-de-açúcar motivado pela expansão do consumo de etanol e açúcar, a bioeletricidade canavieira vem ganhando cada vez mais espaço na matriz elétrica brasileira, mas seu nível de participação ainda está muito aquém do seu potencial. Em 2009, de acordo com a Unica, a partir de base de informações do Ministério das Minas e Energia, apenas 100 usinas processadoras de cana-de-açúcar exportaram eletricidade que, em conjunto, representaram uma geração de excedentes de 5.870 GWh, ou o equivalente a uma potência de 670 MW médios.

Uma evidência que corrobora tal estimativa pôde ser obtida pelo total de energia comercializado informado pelas usinas objetos da pesquisa. A amostragem, que abrangeu 92 unidades exportadoras de eletricidade na safra 2009-2010, alcançou um total comercializado de 7.714 GWh, o que significa uma potência de 880 MW médios.⁷

De qualquer forma, o potencial de geração de excedentes exportáveis do setor sucroenergético é muito superior ao atualmente realizado. Se considerarmos apenas o número de unidades exportadoras estimado pela Unica, verifica-se que apenas 23% das 438 usinas brasileiras exportaram eletricidade na safra 2009-2010. Tal desempenho, contudo, é ainda mais crítico quando se considera o potencial de geração de energia de excedentes de eletricidade.

De acordo com estimativas da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen), com a utilização de 75% do bagaço e 10% da palha,⁸

⁷ A diferença entre o volume de energia exportado estimado pela Unica e o observado pela pesquisa de campo pode ser explicada pelo fato de que parte da energia informada como comercializada pelas usinas não tenha sido efetivamente gerada naquela safra. Isso resulta de situações em que a eletricidade foi vendida pela usina, mas sua “entrega” será feita apenas posteriormente ou, ainda, por meio da aquisição de eletricidade gerada por terceiros. No caso da estimativa da Unica, os dados são baseados apenas na energia vendida efetivamente gerada e entregue pela própria usina.

⁸ A questão da palha é particularmente importante, pois se trata de um resíduo que, diante da proibição do uso da queima da cana como técnica de colheita, terá volumes disponíveis crescentes. Em São Paulo, que representa a maior parcela da safra canavieira do Brasil, o fim da queima da cana em áreas mecanizáveis está previsto para 2014.

e se todas as usinas brasileiras fossem dotadas de sistemas de cogeração com caldeiras acima de 60 bar, a potência excedente gerada pelo setor sucroenergético poderia chegar a quase 10.000 MW na safra 2009-2010. Desse modo, se for considerada a potência de oferta anual de 1.150 MW estimada pela Unica,⁹ o aproveitamento do potencial elétrico do setor canavieiro não ultrapassou 12% na safra 2009-2010, o que evidencia, mesmo entre as usinas que já exportam, a existência de espaço para aumento da eficiência na geração de excedentes de eletricidade.

Além do aproveitamento do potencial existente, também é preciso salientar que, com o crescimento da demanda de etanol, tanto em nível doméstico quanto internacional, espera-se um crescimento significativo da safra de cana-de-açúcar e, com ela, uma significativa expansão da bioeletricidade da cana. Segundo a Tabela 4, na safra 2018-2019 será possível atingir quase 30.000 MW de potência exportável, o que equivale a mais de duas vezes a potência da usina hidrelétrica de Itaipu.

Tabela 4 | Potencial de exportação de bioeletricidade para Brasil e São Paulo – 2009-2010 a 2018-2019

Safra	Produção cana (Mton)		Potencial teórico "bagaço + palha"			
	Brasil	SP	MW Brasil	MW SP	% Bagaço	% Palha
2009/10	598	354	10.158	6.013	75	10
2010/11	620	353	11.975	6.826	75	20
2011/12	660	370	14.285	8.000	75	30
2012/13	695	385	16.661	9.229	75	40
2013/14	750	405	19.726	10.652	75	50
2014/15	773	413	22.131	11.836	75	60
2015/16	829	431	25.665	13.346	75	70
2016/17	860	439	26.625	13.579	75	70
2017/18	902	450	27.925	13.932	75	70
2018/19	950	466	29.411	14.411	75	70

Fonte: Cogen.

Diante do atual cenário de baixa capacidade de aproveitamento do seu potencial presente e futuro, é possível dizer que o movimento de inserção da bioeletricidade da cana representa um processo evolucionário, e não revolucionário. Diversos entraves à inserção da bioeletricidade na matriz

⁹ Valor resultante da extrapolação da potência de 660 MW médios para sete meses de safra para o ano civil.

elétrica ainda persistem e variam desde questões técnicas até fatores relacionados à economia e à regulação do setor elétrico brasileiro.

Entre eles, destaca-se o fato de a cogeração de bioeletricidade ser uma fonte de geração distribuída a ser inserida em um sistema elétrico centralizado, com base em grandes fontes de geração e com longas linhas de transmissão de alta tensão, mas com uma estrutura de distribuição dotada de redes dimensionadas apenas para o atendimento de cargas de consumidores de energia e, conseqüentemente, em média e baixa tensão. Assim, em função da potência a ser injetada para o SIN, o escoamento da bioeletricidade cogorada exige elevação de tensão da rede de conexão, de forma a torná-la apta a transportar economicamente aquela energia para o sistema, o que implica custos que podem comprometer a viabilidade financeira do investimento de cogeração.

Ademais, outras questões são comumente relacionadas como obstáculos importantes à maior participação da bioeletricidade na matriz brasileira: a falta de experiência do setor em comercializar energia elétrica, a remuneração insuficiente das tarifas de energia elétrica e a demora no licenciamento ambiental. Contudo, ainda não se conhece, entre tais entraves, quais são os mais relevantes para as usinas brasileiras. É justamente essa questão que as seções subsequentes vão tentar responder.

Perfil da amostra

Com base nos cadastros do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (Mapa) e dos sindicatos estaduais, a população aqui considerada de usinas e destilarias existentes no Brasil é de 438 unidades. A todas elas, foi enviado o questionário disponibilizado no Anexo 1.

As perguntas desse questionário foram divididas em três grupos. O primeiro deles, respondido por todas as unidades da amostra, traz questões relacionadas à identificação e à caracterização dos entrevistados. Perguntou-se, por exemplo, a qual grupo econômico pertence a unidade, quais foram sua capacidade de moagem e seu volume de cana processada nas duas últimas safras, bem como seu *mix* de produção, o destino dado à palha etc. A última questão desse primeiro grupo diz respeito à cogeração.

Seu objetivo foi organizar a amostra entre usinas que já exportam e usinas que ainda não exportam excedentes de eletricidade.¹⁰

A resposta a essa última pergunta, por sua vez, determinou qual dos outros dois grupos de questões deveria ser respondido em seguida. Às unidades que ainda não exportam excedentes, coube responder ao segundo grupo, cujas perguntas tinham como objetivo identificar os principais entraves ao investimento em cogeração. Às usinas que já exportam, restou responder ao terceiro grupo. Suas questões foram formuladas de modo a permitir comparações com as respostas das unidades que ainda não realizam exportação de excedentes. Os principais resultados são mostrados adiante.

Aqui, o esforço se concentra em traçar o perfil da amostra. A Tabela 5 é um primeiro passo nesse sentido. Nela, são apresentados os resultados estaduais em termos de quantidade de respostas, em contraste com a quantidade total de unidades.

A adesão à pesquisa foi bastante significativa. Quase 50% de todas as unidades da população enviaram resposta. Esse número representa 96 diferentes grupos financeiros. Além disso, a distribuição amostral de respostas por estado reflete de modo razoável a distribuição encontrada na população.

É importante salientar que, afora Pernambuco, os estados que abrigam o maior número de usinas (São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Mato Grosso do Sul, Goiás e Alagoas) também foram aqueles que enviaram o maior número de respostas. Entre esses, o Mato Grosso do Sul foi o que mostrou a maior adesão relativa, pois, cerca de 76% de suas unidades responderam ao questionário. Em Alagoas, onde a adesão relativa foi a menor, esse valor chegou a 37,5%. Como também concentram a maior parte da produção de cana-de-açúcar do país, esses seis estados servirão de base para a descrição e a análise dos dados por estado.

¹⁰ Neste trabalho, as unidades que realizam exportação são definidas como aquelas que utilizam a biomassa da cana-de-açúcar para gerar energia excedente e vendê-la a terceiros. Já as unidades que não realizam exportação são entendidas como aquelas que utilizam biomassa de cana para gerar energia, podendo eventualmente gerar excedentes sem, contudo, vendê-los a terceiros.

Tabela 5 | Participação de cada estado na amostra

Estados	Nº de respostas	% da participação estadual na amostra	Nº total de usinas por estado (1)	% da participação estadual na população (2)	% de respostas no total de usinas por estado
AC	1	0,5	1	0,2	100,0
RR	1	0,5	1	0,2	100,0
TO	1	0,5	2	0,5	50,0
AL	9	4,3	24	5,5	37,5
PB	1	0,5	9	2,1	11,1
PE	2	1,0	22	5,0	9,1
RN	1	0,5	4	0,9	25,0
SE	1	0,5	6	1,4	16,7
GO	16	7,7	35	8,0	45,7
MS	16	7,7	21	4,8	76,2
MT	3	1,4	10	2,3	30,0
ES	1	0,5	6	1,4	16,7
MG	29	14,0	43	9,8	67,4
RJ	2	1,0	7	1,6	28,6
SP	108	52,2	197	45,0	54,8
PR	15	7,2	35	8,0	42,9
Total	207	100,0	423	96,6	48,9

Fonte: Dados da amostra.

⁽¹⁾ O número total diz respeito apenas às usinas e destilarias presentes nos 16 estados que enviaram respostas. Por isso, esse número é inferior à população de 438 unidades. Os estados que têm usinas e que não enviaram respostas foram: Amazonas (1), Bahia (3), Ceará (3), Maranhão (4), Pará (1), Piauí (1) e Rio Grande do Sul (2).

⁽²⁾ Para esse cálculo, considera-se a população total de 438 unidades.

A Tabela 6 esboça um breve perfil da amostra, diferenciando as unidades que realizam exportação de excedentes (44,4% do total da amostra) das unidades que ainda não o fazem (55,6% do total da amostra). Vale notar que as 92 unidades que alegaram realizar exportação representam cerca de 20% de todas as unidades do país, enquanto aquelas que alegaram não realizar representam 26,3%. Da perspectiva da cana efetivamente processada a situação é muito diferente. As unidades que já exportam foram responsáveis por processar cerca de 60% da cana da amostra e as que ainda não exportam processaram aproximadamente 40%.

De fato, merece destaque a diferença entre o tamanho médio das unidades que já exportam e o das unidades que ainda não exportam. No primeiro caso, a capacidade instalada média das unidades chegou a pouco mais de

Tabela 6 | Unidades que exportam e unidades que não exportam energia no Brasil

		Exporta	Não exporta	Total
Nº de unidades		92	115	207
Capacidade de moagem (em ton)	Safra 2008-2009	240.032.100	181.767.671	421.799.771
	Safra 2009-2010	278.746.535	199.387.673	478.134.208
	Média	3.029.854	1.733.806	2.309.827
	Mediana	2.580.323	1.500.000	2.000.000
Cana efetivamente processada (em ton)	Safra 2008-2009	203.761.240	150.811.860	354.573.100
	Safra 2009-2010	232.848.639	160.259.749	393.108.387
	Média	2.530.963	1.393.563	1.899.074
	Mediana	2.174.097	1.322.000	1.622.298
Mecanização	Safra 2008-2009	47,5%	39,1%	43,9%
	Safra 2009-2010	59,3%	50,0%	55,5%
Origem da cana (safra 2009-2010)	Própria	59,1%	62,4%	60,4%
	Terceiros	40,9%	37,6%	39,6%
Destinação da palha (safra 2009-2010)	Queima	31,6%	40,4%	35,2%
	Cobertura do solo	65,1%	58,1%	62,2%
	Uso em caldeira	3,3%	1,5%	2,5%
Distância média para o sistema de transmissão (km)		12,8	18,2	17,8

Fonte: Dados da amostra.

três Mtcs na safra 2009-2010. No segundo caso e no mesmo período, o tamanho médio das unidades girou em torno de 1,7 Mtc.

Esse resultado está em linha com o fato de que as maiores unidades se originam de recentes projetos *greenfield* e de projetos de expansão, os quais apresentam maior rentabilidade dos investimentos em cogeração quando comparados a projetos de *retrofit* [Castro, Brandão e Dantas (2010c)]. Os projetos apoiados pelo BNDES corroboram esses números. De todos os projetos *greenfield* financiados até o momento, 73,2% exportam energia e têm capacidade média de moagem de 2,4 Mtcs.

Tanto a capacidade de moagem quanto o volume de cana efetivamente processada cresceram entre as safras 2008-2009 e 2009-2010. Especificamente nessa última, os dados da amostra representaram 65,3% do total de cana processada no Brasil.¹¹ Além disso, a capacidade ociosa das unidades

¹¹ Segundo dados do Mapa, foram processados 602 milhões de toneladas de cana na safra 2009-2010 (posição de 1.4.2010).

da amostra cresceu na última safra, atingindo 17,8%. Esse fato reflete o aumento dos investimentos destinados ao incremento da capacidade produtiva *vis-à-vis* a redução da moagem decorrente de problemas climáticos enfrentados no período. Para as unidades que já exportam, essa capacidade ociosa foi de 16,5%. Já para as unidades que ainda não exportam, a capacidade ociosa foi ligeiramente superior, chegando a 19,6%.

Tomando como base o recorte analítico de dois Mtcs de capacidade de moagem na safra 2009-2010, as diferenças entre as unidades são ainda mais pronunciadas. Entre aquelas que já realizam exportação, cerca de 70% encontram-se acima de dois Mtcs de capacidade. A situação é praticamente inversa entre as unidades que ainda não exportam, já que 72,2% delas têm capacidade menor ou igual a dois Mtcs (Tabela 7).

Tabela 7 | Distribuição de unidades por faixa de moagem

	Exporta	%	Não Exporta	%	Total	%
≤ 2 milhões de ton	26	28,26	83	72,17	109	52,66
> 2 milhões de ton	66	71,74	32	27,83	98	47,34
Total	92	100	115	100	207	100

Fonte: Dados da amostra.

Também chamam atenção outros três pontos. O primeiro diz respeito à destinação da palha na safra 2009-2010. As diferenças entre as unidades não são tão significativas. Aquelas que exportam queimam menos palha no campo, fato que reflete seus maiores índices de mecanização da colheita em relação às unidades que ainda não exportam. De qualquer modo, fica claro que a utilização da palha nas caldeiras é uma prática que ainda está longe de ser realidade. Apenas 2,5% de toda a palha produzida pelas unidades da amostra tem aquele destino.

O segundo ponto refere-se à distância de conexão entre a unidade e o sistema de transmissão de energia. Ressalva-se que algumas poucas unidades não responderam a essa questão. No entanto, foi possível chegar a uma distância média de 12,8 km para aqueles que exportam e de 18,2 km para aqueles que ainda não exportam, distância cerca de 30% superior à primeira.

A terceira situação é a quantidade de energia comercializada pelas unidades, que, na safra 2009-2010, foi de cerca de 7,7 milhões de MWh (Tabela 8). Em potência, isso equivale a cerca de 880 MW médios.

Tabela 8 | Energia comercializada* na safra 2009-2010 (em MWh)

UF	Safra	Entressafra	Total
AL	38.529	0	38.529
GO	318.837	20.000	338.837
MG	1.107.814	60.218	1.168.032
MS	354.732	0	354.732
PR	367.698	0	367.698
SP	5.019.141	294.058	5.313.199
Brasil	7.325.651	388.775	7.714.427

Fonte: Dados da amostra.

*A energia comercializada pelo Brasil corresponde a todos os estados que responderam ao questionário.

A Tabela 8 também apresenta os valores por estado. Contudo, a caracterização da amostra por estado é feita a seguir. Sempre que oportuno, também é feita uma distinção relativa à faixa de moagem.

São Paulo

São Paulo é o estado que concentra a maior parte das unidades e, conseqüentemente, a maior moagem de cana, com pouco mais de 67% do total da amostra na safra 2009-2010. Na amostra, ele tem 54 unidades que exportam e 54 unidades que ainda não exportam. Em termos de cana efetivamente processada, essas últimas representam quase 100 Mtcs.

Entre as unidades que já exportam, o índice de utilização da palha em caldeiras é de 6%, o maior entre todas os estados presentes na amostra. Além disso, a distância média de conexão entre as unidades produtoras e os sistemas de transmissão é praticamente a mesma (por volta de 12 km) para os que exportam e os que não exportam.

Por fim, São Paulo tem as usinas de maior tamanho de toda a amostra. A capacidade instalada média foi de 2,7 Mtcs na safra 2009-2010. Entre as que exportam, esse tamanho foi de aproximadamente 3,4 Mtcs. Já entre as que não exportam, foi de cerca de dois Mtcs. O estado tem 66 unidades com capacidade superior a dois Mtcs, das quais 45 já exportam. Entre as

42 unidades com capacidade instalada menor ou igual a dois Mtcs, apenas nove já exportam.

Minas Gerais

No *ranking* de capacidade instalada de moagem, Minas Gerais figura em segundo lugar na amostra. Ao todo, são 29 unidades, das quais 15 já exportam e 14 ainda não. Essas últimas, no entanto, representam 17,7 Mtcs, e as primeiras 35,7 Mtcs, ou seja, o tamanho médio amostral das unidades mineiras que exportam é quase o dobro do tamanho médio das unidades que ainda não exportam.

O estado tem na amostra 19 unidades cuja capacidade instalada é menor ou igual a dois Mtcs. Entre elas, sete já exportam e 12 ainda não realizam. Por outro lado, entre as 10 unidades que têm capacidade instalada superior a dois Mtcs, oito já exportam e somente duas ainda não exportam. Esse resultado é próximo daquele encontrado em São Paulo.

Em Minas, a distância média encontrada na amostra entre as unidades e o sistema de transmissão é de cerca de 19 km, bem maior do que a de São Paulo. Para as que já exportam, essa distância está em torno de 15 km, e para as que ainda não exportam, em 24,4 km (o dobro da distância de São Paulo).

Paraná

Entre as 15 respostas oriundas do Paraná, 11 unidades ainda não exportam e quatro já exportam. Enquanto essas últimas tinham 11,5 Mtcs em capacidade instalada na safra 2009-2010, as primeiras detinham 14,8 Mtcs. Pela ótica do tamanho médio das unidades, as que já exportam têm em média 2,9 Mtcs; as que não exportam, 1,6 Mtc.

Na amostra, sete unidades têm capacidade instalada superior a dois Mtcs, das quais três não exportam e quatro já exportam. Logo, nenhuma das oito unidades cuja capacidade instalada é menor ou igual a dois Mtcs realiza exportação.

Segundo consta na amostra, os índices de mecanização da colheita no Paraná estão abaixo dos encontrados em São Paulo e Minas Gerais. Enquanto nesses últimos a colheita mecanizada atingiu, em média, 57,7% e 56,7% na safra 2009-2010, esse índice alcançou somente 30,6% no

Paraná. Em nenhuma unidade desse estado a palha vem sendo utilizada em caldeiras.

Por fim, a distância média encontrada na amostra para a conexão entre as unidades paranaenses e o sistema de conexão é de 14,7 km, realidade mais próxima da paulista do que da mineira. Contudo, diferentemente de São Paulo, a distância relativa às unidades que já exportam beira os 12 km, enquanto aquela relativa às unidades que não exportam chega a 15,7 km.

Mato Grosso do Sul

O estado tem 16 unidades na amostra, das quais cinco realizam exportação e 11 ainda não. As que já exportam energia totalizam 14 Mtcs de capacidade instalada, o que significa capacidade média de 2,8 Mtcs. Já aquelas que ainda não exportam têm 19,4 Mtcs de capacidade instalada e 1,8 Mtc de capacidade média.

As unidades cuja capacidade é menor ou igual a dois Mtcs são 11, das quais oito ainda não exportam e apenas três exportam. A surpresa fica por conta das cinco unidades maiores do que dois Mtcs, das quais três ainda não exportam.

Na amostra, os destaques ficam por conta do índice de mecanização da colheita, próximo de 100% nas unidades que já exportam, e da distância média de conexão das unidades ao sistema de transmissão de energia, que é de aproximadamente 38 km, a maior da amostra. Entre as unidades que já exportam, essa distância é de 26,4 km. Já entre aquelas que não exportam, a distância chega a 44,3 km.

Goiás

Goiás tem características muito parecidas com as do Mato Grosso do Sul. Também são 16 unidades na amostra, das quais seis já exportam energia e 10 ainda não. A diferença é que as unidades goianas da amostra são, em média, maiores do que as unidades do Mato Grosso do Sul. Enquanto as primeiras têm capacidade média de 2,2 Mtcs, as segundas têm dois Mtcs.

Além disso, das 16 unidades, oito têm capacidade instalada superior a dois Mtcs. Entre elas, cinco exportam. Das oito unidades cuja capacidade é menor ou igual a dois Mtcs, apenas uma realiza exportação.

Outro ponto que diferencia Goiás do Mato Grosso do Sul é a distância média das unidades ao sistema de transmissão de energia, que, em Goiás, é de 12,5 km. Para as unidades que já exportam, a distância é de 15,9 km, enquanto, para as que não exportam, cai para 10,2 km.

Alagoas

Único estado do Nordeste a ser descrito e analisado, Alagoas tem na amostra três usinas que já exportam e seis usinas que ainda não exportam. Em relação às unidades do Centro-Sul, as unidades alagoanas são bem menores. A capacidade média de moagem é de 1,2 Mtc. Em unidades que já exportam, esse valor chega a 1,4 Mtc, e nas que ainda não exportam, a capacidade média é de aproximadamente 1,1 Mtc. Nenhuma unidade na amostra tem capacidade de moagem superior a dois Mtcs.

O índice de mecanização alagoano é bem inferior à média amostral brasileira, chegando a somente 7,5% na safra 2009-2010. Entre as unidades que exportam, esse valor é de quase 10%. Já entre as unidades que ainda não exportam, o índice foi de 5,9%. Esse resultado também pode ser apreendido pela destinação dada à palha. Nessa mesma safra, mais de 80% de toda a palha foi queimada no campo.

Destaca-se a distância média de conexão de 7 km entre as unidades alagoanas e o sistema de transmissão de energia. Esse valor é o menor entre os seis estados aqui analisados. As unidades que já exportam têm distância de 3,4 km, que é significativamente inferior à distância de 9,6 km das unidades que ainda não exportam.

Análise dos obstáculos a investimentos em bioeletricidade

Conforme discutido na primeira seção, a expansão do setor sucroenergético, associada à tendência de eliminação da prática das queimadas na colheita da cana, disponibilizará grande quantidade de biomassa, que poderá ser utilizada como insumo para a geração de energia elétrica. As projeções para um horizonte de 10 anos, quando se espera uma safra superior a um bilhão de toneladas de cana, apontam para um potencial de geração de bioeletricidade de 30.000 MW, superior a duas vezes ao da usina hidrelétrica de Itaipu.

A questão que surge imediatamente é como viabilizar esse potencial. Seguindo os argumentos apresentados na primeira seção, a maior inserção da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira é uma opção estratégica para a expansão do sistema elétrico nacional. Já para os agentes do setor sucroenergético, a comercialização de bioeletricidade constitui a diversificação de receitas e a garantia de um fluxo de caixa estável, dada a possibilidade de vender essa energia no ambiente de comercialização regulada por meio de contratos de longo prazo indexados pela inflação.

Apesar de ter mostrado crescimento ao longo dos últimos anos, a bioeletricidade de cana ainda tem um enorme potencial inexplorado. Como principais entraves à realização dos investimentos em bioeletricidade, a investigação exploratória vem apontando dificuldades relativas à conexão, às condições de financiamento e à capacidade financeira de alguns grupos empresariais do setor sucroenergético e a pouca intimidade com o marco regulatório do setor elétrico, entre outros. Porém, (e aí reside o principal diferencial do presente estudo) ainda não se havia pesquisado a dimensão exata da relevância de cada um desses obstáculos pela ótica dos produtores.

A pesquisa realizada com os agentes do setor, cuja amostra foi caracterizada na seção anterior, permite a identificação dos entraves percebidos como mais relevantes pelos entrevistados, que persistem e dificultam investimentos na cogeração. Os principais aspectos da metodologia adotada na pesquisa são apresentados da seguinte maneira. Para o universo de usinas que não comercializam eletricidade, foram expostos possíveis motivos para a não realização de investimentos em plantas de cogeração capazes de gerar excedentes de energia elétrica. A cada um desses motivos, o entrevistado atribuiu um peso que variava de “0” (motivo sem relevância) a “3” (motivo de alta relevância).

Dessa forma, foi possível quantificar a importância de cada um dos fatores e, com base nisso, analisar aqueles que foram apontados como os maiores entraves à expansão da cogeração com biomassa canavieira. Os itens que tiveram média ponderada inferior a 1 foram considerados irrelevantes, enquanto os itens com média igual ou superior a 2 foram considerados muito relevantes. Esses últimos passaram a constituir o foco analítico desta seção.

Além de uma análise consolidada dos fatores que obtiveram média ponderada acima de 2, serão feitas avaliações separadas, sendo considerados os recortes já utilizados na seção anterior. A opção por tais recortes deve-se à hipótese de que a percepção dos entraves à bioeletricidade é sensível à capacidade de moagem da planta produtiva e ao estado onde ela se encontra. Logo, após a análise consolidada para o Brasil, realiza-se um exame por faixa de moagem e para os estados de São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Mato Grosso do Sul, Goiás e Alagoas.

Análise consolidada

Durante muito tempo, a falta de experiência dos agentes do setor sucroenergético no segmento de energia elétrica, associada à complexidade do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, foi apontada como um importante obstáculo a investimentos em plantas de cogeração aptas a gerar excedentes de energia elétrica. Entretanto, conforme informa a Tabela 9, os dados da pesquisa apontam que essa temática é considerada irrelevante pelos agentes do setor.

A perda de importância dessas questões pode ser atribuída à melhora de capacitação por parte dos grupos econômicos do setor sucroenergético, à melhora na qualidade dos serviços das empresas de consultoria em comercialização de energia, como também à consolidação do marco regulatório do setor elétrico brasileiro. É importante ressaltar ainda que a baixa relevância da experiência em comercialização de energia foi constatada para todas as faixas de moagem e em todos os estados. Portanto, de acordo com a opinião dos respondentes, não existiriam mais entraves culturais à promoção de bioeletricidade.

O resultado da pesquisa indica que o custo dos investimentos em modernização da planta e as condições de financiamento ao investimento são os maiores obstáculos aos investimentos. De fato, a modernização (*retrofit*) de uma planta existente tende a ser um investimento dispendioso porque é necessário substituir equipamentos do processo de produção de energia que, na maior parte dos casos, ainda têm vida útil, como a caldeira, a turbina e o gerador, e que precisam ser remunerados exclusivamente com a receita da exportação de energia. A situação é distinta em projetos *greenfield* e de expansão da moagem de cana, nos quais esses equipamentos fazem parte do investimento total, sendo remunerados também pelas receitas provenientes de açúcar e etanol.

Tabela 9 | Desempenho dos fatores pesquisados: relevância média e percentual de respostas com alta relevância

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Baixa oferta de financiamentos do tipo <i>project finance</i>	2,2	47
2	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo	2,2	47
3	Juros dos financiamentos disponíveis são muito elevados	2,1	37
4	Prazos dos financiamentos disponíveis são muito curtos	2,1	41
5	Falta de capacidade financeira do grupo para realização do investimento no momento	2	43
6	Carga elevada de tributos e encargos setoriais sobre o investimento e sobre a operação	2	39
7	Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão	2	37
8	A remuneração do setor elétrico (preço do MWh) não é atraente	1,8	34
9	Complexidade e demora na obtenção do licenciamento ambiental	1,7	26
10	Distância excessiva para a conexão da usina ao sistema de transmissão	1,7	29
11	Prioridade em garantir o autossuprimento	1,6	42
12	O investimento em cogeração só será feito por ocasião de uma futura	1,5	24
13	O sistema de cogeração atual da usina ainda está distante do final de sua vida útil	0,8	3
14	Elevada complexidade do modelo de comercialização de energia / desconhecimento do mercado	0,8	5
15	O grupo não tem experiência em comercializar energia	0,6	1

Fonte: Dados da amostra.

Ademais, muitos projetos *retrofits* exigem otimização do processo produtivo a fim de possibilitar a exportação de eletricidade. Com isso, além dos investimentos em atualização da planta de geração, são requeridos investimentos adicionais no aumento da eficiência energética do processo produtivo. Em muitos desses casos, tais investimentos implicam

a substituição de equipamentos funcionais, como a troca do acionamento a vapor da moenda por motores elétricos.

Com respeito ao financiamento do investimento em cogeração, os entraves relevantes apontados foram os juros excessivos, os pequenos prazos de financiamento e a dificuldade de obter financiamentos na modalidade *project finance*. De outro lado, grande parte aponta a “falta de capacidade financeira do grupo para realização do investimento no momento” como obstáculo. Essa falta de capacidade financeira dos grupos parece estar relacionada às dificuldades de acesso a financiamentos para cogeração. De fato, das 115 empresas que atribuíram alguma relevância à questão, 43% atribuíram-lhe importância 3. Ora, empresas que no momento demonstram baixa capacidade financeira dificilmente têm acesso a crédito de longo prazo em condições favoráveis, daí a razão de perceberem o financiamento como um entrave importante.

Por outro lado, 54 questionários (47% desse total) atribuíram importância 3 à baixa oferta de financiamento na modalidade *project finance*. Nessa modalidade, o financiador exige preponderantemente garantias associadas ao projeto, onerando menos a capacidade de endividamento do empreendedor, o que torna compreensível o interesse dos empreendedores. Isso talvez aponte para maior propensão dos agentes do setor sucroenergético a adotar as práticas de segregação de risco e de governança normalmente associadas aos financiamentos nessa modalidade, o que, de um lado, indicaria amadurecimento empresarial do setor, mas também, de outro, pode refletir a dificuldade de acesso a crédito em condições favoráveis decorrente da falta de capacidade financeira.

De qualquer forma, é fato que essa modalidade de financiamento não tem sido comum em projetos de bioeletricidade canavieira. A opção por financiamento por meio de *corporate finance* em detrimento do *project finance* pode ser atribuída, em grande parte, ao fato de o sistema financeiro não considerar os recebíveis da bioeletricidade como garantia suficiente para sustentar o projeto.

Mecanismos de mitigação de risco específicos para cogeração – sobretudo relativos ao risco agrícola em função do seu impacto na disponibilidade de biomassa – são concebíveis, mas não têm sido praticados com frequência. A maior presença de agentes do setor elétrico em investimentos em bioeletricidade talvez facilite no futuro a montagem de

estruturas de *project finance* para bioeletricidade, pela maior facilidade em oferecer garantias secundárias dentro dos seus respectivos portfólios de geração.¹²

A pesquisa permitiu ainda a identificação de um expressivo obstáculo à realização de investimentos em bioeletricidade que não é comumente tratado como entrave relevante: a carga tributária. Essa questão é especialmente relevante para as empresas paulistas e paranaenses, pois, conforme será visto na subseção “Análise por estados” de forma mais bem detalhada, não há incidência de ICMS na venda de energia elétrica pelas usinas desses estados, o que, na falta de mecanismos alternativos, pode impedir seus produtores de compensar o crédito desse imposto recolhido na aquisição dos equipamentos de cogeração.

Tido como um dos principais problemas para o investimento em cogeração, a questão da dificuldade de conexão é comumente relacionada à excessiva distância da rede básica. A pesquisa demonstra, contudo, que o último fator que recebeu média superior a 2 foi o “Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão”. Tal resultado é influenciado por estados como Paraná, Minas Gerais e São Paulo, que, por contarem com uma rede básica mais densa, atribuem maior peso à necessidade de elevação de tensão do que propriamente à distância excessiva da rede básica.

Conforme discutido na primeira seção, esse resultado pode ser atribuído ao fato de a rede de distribuição ter sido projetada apenas para atendimento da demanda de consumidores e não para coletar a geração de energia, o que torna necessário, para a conexão de unidades cogradoras, investimentos para o dimensionamento econômico, e de menor custo global para o sistema.

Por fim, a remuneração do setor elétrico, também comumente difundida como um significativo obstáculo para o investimento em cogeração, não foi considerada relevante pela maior parte dos respondentes, recebendo

¹² Apesar de tais explicações, cumpre salientar que a elevada importância atribuída aos aspectos financeiros pode ter sido influenciada, também, pelo fato de a pesquisa ter sido feita pelo BNDES, instituição financeira com extenso apoio ao setor (vide seção sobre o apoio do BNDES à bioeletricidade canavieira). Tal situação pode ter levado certas usinas a entender que a atribuição de baixa ou nenhuma importância aos aspectos financeiros poderia prejudicar futuros pleitos para criação de linhas de crédito mais favoráveis.

média inferior a 2. Apenas cerca de um terço dos entrevistados considerou esse aspecto de alta relevância.¹³

Análise por faixa de moagem

Como já mencionado, os obstáculos a investimentos em bioeletricidade são sensíveis à escala de moagem da usina, devido principalmente ao fato de o custo unitário do investimento estar sujeito a economias de escala, mas também à menor capacidade de investimento das usinas de menor porte. Dessa forma, justifica-se desagregar a análise por faixa de moagem.

Moagem menor ou igual a dois Mtcs

Além das questões relacionadas às condições de financiamento, sobretudo a dificuldade de formatação de *project finance*, as usinas de menor porte têm uma dificuldade financeira mais fundamental, que é a falta de capacidade do grupo de realizar os investimentos. Quase 54% dos questionários atribuíram importância 3 a esse item. A Tabela 10 informa os fatores que obtiveram média ponderada superior a 2.

Ao mesmo tempo, o custo excessivo do investimento é um grande obstáculo para essas unidades produtivas menores. De acordo com Castro, Brandão e Dantas (2010c), o custo unitário de investimento em uma usina que processa 1,0 Mtc é cerca de 30% superior ao custo do investimento de uma que processa 3,0 Mtcs. Dessa forma, nota-se a relevância da escala no custo do investimento. A menor escala dos empreendimentos também leva a custos unitários crescentes para a conexão com a rede, o que pode explicar o último fator apontado como entrave para os investimentos em bioeletricidade nesse tipo de usina.

Moagem acima de dois Mtcs

Para essa faixa de moagem, os obstáculos relacionados às condições financeiras são menos importantes, com destaque apenas para a demanda por maior oferta de mecanismos de *project finance*. Esse resultado é consistente com a maior capacidade financeira dessas usinas que conseguem explorar maiores economias de escala.

¹³ Essa percepção ocorreu mesmo com a redução dos preços negociados pela bioeletricidade de cana, resultantes do último leilão de energia ocorrido em agosto de 2010, quando comparados aos leilões anteriores.

Tabela 10 | Desempenho dos fatores pesquisados: relevância média e percentual de respostas com alta relevância para unidades com capacidade de moagem menor ou igual a dois Mtcs

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Baixa oferta de financiamentos do tipo <i>project finance</i>	2,3	53
2	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo	2,2	52
3	Juros dos financiamentos disponíveis são muito elevados	2,2	43
4	Falta de capacidade financeira do grupo para realização do investimento no momento	2,2	54
5	Prazos dos financiamentos disponíveis são muito curtos	2,1	43
6	Carga elevada de tributos e encargos setoriais sobre o investimento e sobre a operação	2	35
7	Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão	2	52

Fonte: Dados da amostra.

Tabela 11 | Desempenho dos fatores pesquisados: relevância média e percentual de respostas com alta relevância para unidades com capacidade de moagem superior a dois Mtcs

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Carga elevada de tributos e encargos setoriais sobre o investimento e sobre a operação	2,2	50
2	A remuneração do setor elétrico (preço do MWh) não é atraente	2,1	47
3	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo	2,1	34
4	Baixa oferta de financiamentos do tipo <i>project finance</i>	2	31

Fonte: Dados da amostra.

Seria de esperar que as usinas desse porte não percebessem o custo do investimento como excessivo, em razão do menor custo unitário. Porém, a pesquisa indica que as empresas consultadas, nessa faixa de moagem,

atribuíram importância 2,1 aos custos dos investimentos em modernização. Uma explicação para essa resposta aparentemente paradoxal pode estar no fato de que a maior parte das usinas que moem acima de dois Mtcs já é exportadora de energia ou já está implementando projetos de cogeração para exportação. Sendo assim, é possível supor que tais usinas de maior porte não exportadoras de eletricidade tenham maior necessidade de investimentos no aumento da eficiência do processo e custos mais altos de conexão à rede do que as demais usinas de grande porte.

De fato, conforme mostram os dados da Tabela 7, entre as usinas de porte acima de dois Mtcs que responderam à pesquisa, quase 70% já exportam eletricidade. Ademais, quando se analisa em mais detalhe as usinas de maior porte que ainda não geram excedentes, fica evidente que o problema do custo excessivo do *retrofit* é ainda mais relevante para as usinas com porte superior a três Mtcs. Por já serem de grande porte, tais usinas têm menores condições físicas (disponibilidade de terras, por exemplo) de expansão de sua produção. Logo, os investimentos em cogeração para exportação, quando feitos, serão apenas para a modernização (*retrofit*) da produção de eletricidade, o que tende a tornar menos atraente o retorno econômico desse investimento.

Outro fator destacado é a remuneração do investimento. Apesar de isso não ser apontado como relevante pela amostra, as usinas de maior porte que ainda não exportam energia entendem que os preços praticados pelo setor elétrico não justificariam o investimento em cogeração. Adicionalmente, quando se abre em maior detalhe tal grupo de usinas, verifica-se que, na verdade, as unidades que entendem o problema da remuneração como um obstáculo são aquelas com mais de três Mtcs de capacidade de moagem.

Tabela 12 | Desempenho dos fatores pesquisados: relevância média e percentual de respostas com alta relevância para o fator “Custo do investimento em modernização da planta é excessivo” – unidades com capacidade de moagem entre dois e três Mtcs e superior a três Mtcs

Capacidade de moagem	Média de relevância	% de respostas com alta relevância
Entre 2Mton e 3Mton (inclusive)	2	32
>3Mton	2,2	50

Fonte: Dados da amostra.

Esse resultado é coerente com o fato de que, para esse mesmo grupo de usinas, o investimento no *retrofit* foi considerado excessivo, o que exigiria, naturalmente, maior remuneração pelas tarifas de energia elétrica.

Finalmente, o último fator apontado como relevante pelas usinas de maior porte é a carga tributária. Essa resposta é influenciada pelo estado de São Paulo, que concentra boa parte das usinas de maior porte, cuja análise será feita na subseção a seguir.

Tabela 13 | Desempenho dos fatores pesquisados: relevância média e percentual de respostas com alta relevância para o fator “A remuneração do setor elétrico é baixa” – unidades com capacidade de moagem entre dois e três Mtcs e superior a três Mtcs

Capacidade de moagem	Média de relevância	% de respostas com alta relevância
Entre 2 Mton e 3 Mton (inclusive)	1,8	39
>3 Mton	2,3	58

Fonte: Dados da amostra.

Análise por estado

É conveniente realizar uma análise por estado, pois as condições específicas de cada um não permitem considerar todos os obstáculos com a mesma relevância. As diferenças regionais ficam evidentes quando se analisa simplesmente o número de fatores considerados relevantes. Conforme pode ser visto na Tabela 14, o estado de São Paulo lidera com o maior número de fatores apontados como relevantes e também com a maior média ponderada geral de todos os fatores. Opostamente, o estado de Goiás aponta o menor número de obstáculos, assim como atribui a menor média ponderada geral entre os estados selecionados.

São Paulo

Diferentemente do que é difundido, o maior obstáculo apontado pelas usinas paulistas não é a dificuldade de conexão à rede básica, mas sim a carga elevada de tributos, mais especificamente em relação ao ICMS. Em São Paulo, com o Decreto 54.177 (31.3.2009), foi atribuída à empresa distribuidora de energia elétrica a responsabilidade pelo recolhimento do ICMS incidente sobre toda a cadeia de geração, transmissão, distribuição e consumo da energia elétrica. Desse modo, a distribuidora passou a ser a

Tabela 14 | Número de fatores de média ou alta relevância e média geral por estado e Brasil

UF	Nº de fatores com relevância média ≥ 2	Média geral de todos os fatores
SP	8	1,8
MS	7	1,7
PR	7	1,6
AL	4	1,6
MG	3	1,4
GO	2	1,4
Brasil	7	1,7

Fonte: Dados da amostra.

substituta tributária da cadeia e dos demais agentes, entre os quais o cogrador. Esse mecanismo de substituição tributária é um instrumento de arrecadação do estado que lhe garante eficiência e menor custo ao reduzir o rol de contribuintes do imposto a um único grupo da cadeia.

Nesse contexto, a atividade de cogeração, que exige um significativo investimento em bens de capital (caldeiras, turbinas, subestações etc.) tributados pelo ICMS, tem a saída da energia elétrica sem tributação de ICMS e, conseqüentemente, o cogrador acaba tendo o respectivo crédito não aproveitado, acumulando-o. Esse crédito acumulado consiste em aumento de custo para o cogrador, o que interfere na rentabilidade dos projetos e acaba por desestimular o investimento.

Esse entrave tributário ocorre principalmente nos investimentos em bioeletricidade que optam por separar a atividade da usina de açúcar e etanol, criando uma empresa de geração de energia elétrica. Nos investimentos vinculados a uma usina existente, como o ICMS pago nos equipamentos para cogeração acaba sendo compensado na venda de açúcar e etanol – produtos que sofrem incidência desse tributo –, é possível fazer a compensação tributária.

Outros entraves apontados com alta relevância para a realização de investimentos em plantas eficientes de cogeração nas usinas sucroenergéticas paulistas são as condições de financiamento, desde os juros que são considerados muito elevados até a dificuldade de obter financiamentos na modalidade *project finance*. É interessante notar que, no caso de São Paulo, tais dificuldades de tomar financiamento não estão necessariamente ligadas à falta de capacidade financeira, tal como visto na análise das usinas de pequeno porte, haja vista que esse fator não teve cotação

Tabela 15 | Desempenho dos fatores pesquisados em São Paulo: relevância média e percentual de respostas com alta relevância

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Carga elevada de tributos e encargos setoriais sobre o investimento e sobre a operação	2,3	50
2	Baixa oferta de financiamentos do tipo <i>project finance</i>	2,3	39
3	Juros dos financiamentos disponíveis são muito elevados	2,3	39
4	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo	2,2	43
5	Prazos dos financiamentos disponíveis são muito curtos	2,1	31
6	A remuneração do setor elétrico (preço do MWh) não é atraente	2,1	35
7	Complexidade e demora na obtenção do licenciamento ambiental	2,0	31
8	Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão	2,0	26

Fonte: Dados da amostra.

média considerada relevante (acima ou igual a 2). Tal condição pode ser atribuída ao porte médio mais elevado das usinas paulistas que não cogeram, conforme mostra a Tabela 16.

A remuneração do setor elétrico aparece como o sexto principal obstáculo das usinas paulistas, fato que decorre de São Paulo concentrar a maior parte das usinas com porte superior a três Mtcs. Como descrito na subseção anterior, essas usinas são aquelas que declararam necessitar de maior remuneração do investimento em cogeração.

Na esteira dessas considerações, o custo excessivo com *retrofit* foi apontado como relevante, apesar do porte médio elevado das usinas paulistas. Tal resultado pode ser explicado segundo a argumentação realizada na subseção que trata da análise por faixa de moagem, considerando as usinas com porte superior a dois Mtcs. Adicionalmente, deve ser salientado que essa percepção também pode estar ligada à questão tributária, dado que o ICMS pago pelos equipamentos de cogeração pode não ser passível de compensação.

Tabela 16 | Número de usinas que não exportam energia e capacidade média de moagem por estado (em ton)

UF	Geral		Menor ou igual a 2.000.000		Maior que 2.000.000	
	Nº	Média	Nº	Média	Nº	Média
AL	8	1.244.444	8	1.244.444	0	*
GO	10	2.226.875	7	1.478.750	3	2.975.000
MG	14	2.007.697	12	1.275.368	2	3.306.704
MS	11	2.087.375	8	1.381.818	3	3.639.600
PR	11	1.911.294	8	1.324.926	3	2.581.429
SP	54	2.698.605	33	1.477.873	21	3.475.435
Brasil	115	2.383.515	83	1.341.592	32	3.379.393

Fonte: Dados da amostra.

Notas: As médias estão organizadas em ordem decrescente de capacidade de moagem “geral”; a média brasileira é referente a todas as unidades que colaboraram com a pesquisa; e o estado de Alagoas não tem qualquer unidade com capacidade de moagem maior que dois Mtcs.

Dois entraves adicionais no estado de São Paulo são a complexidade e a demora na obtenção do licenciamento ambiental. De fato, em razão de São Paulo concentrar maior número de usinas, a quantidade de pedidos de licenciamento ambiental analisados pela secretaria estadual competente tende a ser superior à de outros estados produtores, o que naturalmente implica maiores prazos de emissão das licenças.

Finalmente, a conexão foi apontada como um entrave relevante, mas apenas com relação à necessidade de elevação de tensão. Conforme visto na primeira seção, a rede de distribuição não foi preparada para receber grandes cargas de energia elétrica. Em razão disso, mesmo a conexão de unidades de pequeno porte, como as térmicas de biomassa de cana, exigem investimentos significativos na elevação da tensão da rede que se conecta à rede de distribuição.

Minas Gerais

O resultado da pesquisa em Minas Gerais apontou a falta de capacidade financeira como maior obstáculo à realização de investimentos em bioeletricidade. De forma diversa do caso paulista, tal resultado pode estar ligado ao menor porte das usinas mineiras que ainda não cogeram. Como mostra a Tabela 16, as unidades mineiras com capacidade de moagem inferior ou igual a dois Mtcs apresentaram, na safra 2009-2010, a menor

capacidade média de moagem entre todos os estados analisados, com exceção de Alagoas.

Outro ponto destacado pelas unidades mineiras é o custo excessivo do retrofit, o que é totalmente condizente com a análise por faixa de moagem para usinas de pequeno porte.

Tabela 17 | Desempenho dos fatores pesquisados em Minas Gerais: relevância média e percentual de respostas com alta relevância

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Falta de capacidade financeira do grupo para realização do investimento no momento	2,2	64
2	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo	2,1	50
3	Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão	2	43

Fonte: Dados da amostra.

Como as condições de financiamento não foram consideradas um fator relevante, é possível interpretar que tais usinas entendem a falta de capacidade financeira como uma limitação de capacidade de investir, apesar de não estarem passando por uma crise financeira. Tal situação é corroborada com o fato de as usinas mineiras terem classificado o custo excessivo para o investimento em *retrofit* como relevante, o que pode demonstrar que tais unidades não dispõem de patrimônio suficiente para levantar os recursos necessários para realizar a modernização dos seus sistemas de cogeração.

Finalmente, tal como São Paulo, o estado de Minas Gerais também sofre as limitações impostas pelo padrão das linhas de distribuição de energia, que não estão aptas a receber cargas elevadas de eletricidade. É interessante salientar ainda que, conforme mostra a Tabela 18, embora a distância média das usinas mineiras não cogradoras seja de quase 25 km – inferior apenas à do Mato Grosso do Sul –, esse fator não foi apontado como relevante (média de 1,5).

Tabela 18 | Distância média de conexão ao sistema de transmissão (em km)

UF	Exporta	Não exporta
AL	3,4	9,6
GO	15,9	10,2
MG	14,2	24,4
MS	26,4	44,3
PR	12,0	15,7
SP	11,5	12,0
Brasil*	12,8	18,3

Fonte: Dados da amostra.

*A média brasileira é referente a todas as unidades que colaboraram com a pesquisa.

Paraná

As entrevistas realizadas nas usinas paranaenses que não comercializam energia elétrica apontam os custos de conexão como entraves importantes à realização de investimentos em bioeletricidade. Assim como ocorreu em São Paulo e em Minas Gerais, o investimento da elevação da tensão foi apontado, mas, no caso paranaense, foi eleito o principal obstáculo à expansão da cogeração da bioeletricidade canavieira.

Com relação à distância excessiva para conexão à rede básica, é curioso notar que, apesar de apresentar uma distância média inferior ao estado de Minas Gerais, as usinas paranaenses, ao contrário das mineiras, percebem esse fator como relevante.

As condições de financiamento são um obstáculo aos investimentos nas usinas paranaenses em uma relevância próxima da média nacional. Apesar do porte médio pequeno (1,3 Mtc), essas usinas não consideraram a falta de capacidade financeira um fator relevante, o que sugere que, diferentemente de Minas Gerais, estejam com baixo apetite pelo investimento em cogeração, ou seja, enquanto as usinas paranaenses podem investir, mas parecem não querer, as unidades mineiras querem, mas não podem.

Tal hipótese é corroborada pelo fato de as unidades paranaenses terem apontado, como relevante, a necessidade de realizar o investimento em cogeração simultaneamente a uma futura expansão da capacidade de moagem, cujo determinante de investimento envolve variáveis além daquelas que são objeto de estudo deste artigo. Essa situação é reforçada quando se verifica, por meio da Tabela 20, que o prazo médio informado pelas unidades paranaenses para iniciar o investimento em cogeração é de 35 meses, o maior entre os estados analisados.

Tabela 19 | Desempenho dos fatores pesquisados no Paraná: relevância média e percentual de respostas com alta relevância

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão	2,7	73
2	Prazos dos financiamentos disponíveis são muito curtos	2,3	55
3	Baixa oferta de financiamentos do tipo <i>project finance</i>	2,3	55
4	O investimento em cogeração só será feito por ocasião de uma futura expansão	2,3	64
5	Distância excessiva para a conexão da usina ao sistema de transmissão	2,3	64
6	Carga elevada de tributos e encargos setoriais sobre o investimento e sobre a operação	2,1	55
7	Complexidade e demora na obtenção do licenciamento ambiental	2	0

Fonte: Dados da amostra.

Tabela 20 | Tempo médio informado pelas unidades para iniciar o investimento em cogeração de energia (em meses) – por estado e faixa de moagem

UF	Geral	Menor ou igual a 2 Mton	Maior que 2 Mton
AL	22	22	0
GO	23	23	24
MG	28	28	24
MS	31	38	18
PR	35	34	36
SP	21	19	24
Brasil	26	26	25

Fonte: Dados da amostra.

Notas: A média brasileira é referente a todas as unidades que colaboraram com a pesquisa; o estado de Alagoas não tem qualquer unidade com capacidade de moagem maior que dois Mtons; 16 unidades que não fazem cogeração não sabem quando pretendem investir.

No que tange à questão tributária, a percepção de elevada carga de impostos deve-se ao mesmo motivo das usinas de São Paulo, pois no Paraná também pode haver acúmulo de créditos de ICMS em razão da não incidência desse imposto na ocasião da venda de energia elétrica pelas usinas, seja para distribuidora de energia, seja diretamente para o consumidor final.

Finalmente, o último fator considerado relevante é o processo de licenciamento ambiental. Em contato com as principais usinas paranaenses, foram apontados o prazo excessivo para emissão do licenciamento e a elevada quantidade de informações exigidas pela secretaria estadual competente.

Mato Grosso do Sul

O maior obstáculo à realização de investimentos visando à comercialização de bioeletricidade são os custos associados à distância das usinas em relação ao sistema básico de transmissão, o que é compatível com o fato de o estado contar com uma rede menos densa do que, por exemplo, o vizinho estado de São Paulo. O Mato Grosso do Sul apresenta a maior distância média usina-rede entre os estados analisados (ver Tabela 18). A conexão aparece novamente como um entrave importante por meio do investimento na elevação da tensão, mas em menor grau de relevância comparado à distância para a rede básica.

Além da questão da conexão, mais uma vez as condições de financiamento se fazem presentes como um importante obstáculo à realização dos investimentos. Porém, assim como no Paraná, não há alegação de falta de capacidade financeira, o que leva à sugestão de que é baixo o apetite pelo investimento em cogeração. De fato, o prazo médio planejado para a realização do investimento é de 31 meses, apenas inferior ao do Paraná.

No que tange ao licenciamento ambiental, a associação estadual de usinas, ao ser consultada, explicou que tal resultado pode estar relacionado com o aumento do número de projetos encaminhados para a análise da Secretaria Estadual de Meio Ambiente, o que, naturalmente, tem prolongado o tempo de espera pela emissão dos licenciamentos.

Tabela 21 | Desempenho dos fatores pesquisados no Mato Grosso do Sul: relevância média e percentual de respostas com alta relevância

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão	2,4	55
2	Prazos dos financiamentos disponíveis são muito curtos	2,1	45
3	Baixa oferta de financiamentos do tipo <i>project finance</i>	2,1	55
4	O investimento em cogeração só será feito por ocasião de uma futura expansão	2,1	45
5	Distância excessiva para a conexão da usina ao sistema de transmissão	2	36
6	Carga elevada de tributos e encargos setoriais sobre o investimento e sobre a operação	2	55
7	Complexidade e demora na obtenção do licenciamento ambiental	2	0

Fonte: Dados da amostra.

Goiás

Ao contrário do que ocorre no Mato Grosso do Sul, a conexão das usinas não é um entrave de grande relevância para as usinas goianas. Outra diferença marcante com relação aos demais estados é a ausência das condições de financiamento como um problema relevante.

Tabela 22 | Desempenho dos fatores pesquisados em Goiás: relevância média e percentual de respostas com alta relevância

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Falta de capacidade financeira do grupo para realização do investimento no momento	2,4	80
2	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo	2	50

Fonte: Dados da amostra.

Tal como as mineiras, as usinas goianas, apesar de não verem as condições de financiamento como obstáculos, apontam a falta de capacidade financeira como um problema relevante. Essa situação, tal como no caso mineiro, permite interpretar que essas unidades não dispõem de patrimônio suficiente para levantar os recursos necessários para realizar o investimento no *retrofit*, considerado excessivo.

Alagoas

O resultado da pesquisa, no estado de Alagoas, foi consistente no sentido de apontar a falta de capacidade financeira do grupo econômico como o principal entrave à realização de investimentos em plantas capazes de gerar excedentes de energia elétrica a serem comercializados. As respostas das usinas alagoanas também apontam as condições de financiamento como um obstáculo expressivo à realização desses investimentos. Tais resultados, em conjunto, sugerem que a condição econômico-financeira das usinas impede a expansão da cogeração, seja porque não há recursos próprios suficientes, seja porque não há acesso a crédito em condições favoráveis.

Tabela 23 | Desempenho dos fatores pesquisados em Alagoas: relevância média e percentual de respostas com alta relevância

	Fator	Média	% de respostas com alta relevância
1	Falta de capacidade financeira do grupo para realização do investimento no momento	2,5	75
2	Baixa oferta de financiamentos do tipo "project finance"	2,5	75
3	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo	2,4	63
4	Prazos dos financiamentos disponíveis são muito curtos	2,1	50
5	Juros dos financiamentos disponíveis são muito elevados	2	50

Fonte: Dados da amostra.

O apoio do BNDES à bioeletricidade canavieira

A presente seção busca descrever como se deu o apoio do Sistema BNDES, desde o ano de 2004, para ativos relacionados aos sistemas de cogeração de energia elétrica no setor sucroenergético.

O Sistema BNDES vem apoiando significativamente o setor sucroenergético ao longo dos últimos anos.¹⁴ Esse apoio cresceu notadamente a partir de 2004, em função da bem-sucedida introdução dos veículos *flex fuel* no Brasil e da necessidade de mitigação das alterações climáticas associadas ao aquecimento global, em grande parte atribuído à queima de combustíveis fósseis.

Desse modo, a intensificação do aproveitamento das fontes energéticas renováveis induziu o setor sucroenergético a um novo ciclo de expansão, ao qual o BNDES, no cumprimento de sua missão¹⁵ precípua, não ficou indiferente.

Nesse novo ambiente, o setor sucroenergético processou a sua expansão e a reorganização empresarial com a chegada de novos agentes, atraindo *tradings*, fundos de investimentos e empresas tradicionais operadoras dos mercados de energia elétrica e de petróleo, que ampliaram a visão dos empresários tradicionais do setor, os usineiros, tornando-os “produtores de alimentos e energia”.

Esse novo ciclo de expansão teve o foco na produção de etanol. Contudo, a bioeletricidade também proporcionou importantes investimentos nas centrais de cogeração destinadas a ampliar a oferta de energia elétrica aos mercados regulado e livre. Para sustentar esse movimento de expansão do setor, o sistema BNDES desempenhou um papel decisivo (ver Gráfico 5).

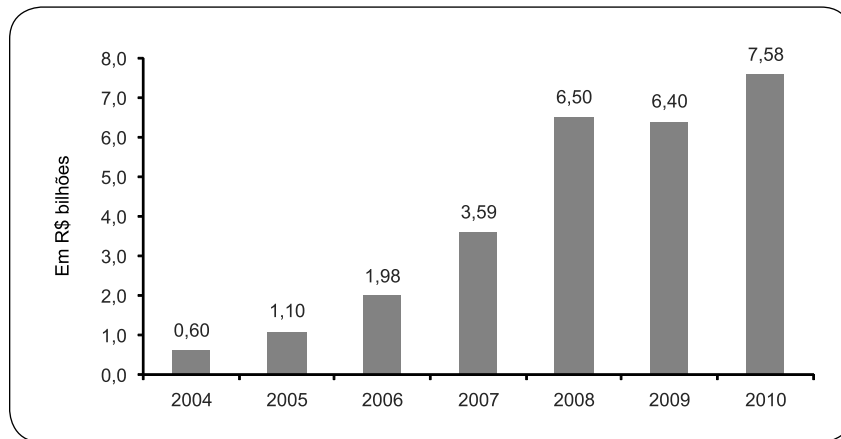
O volume total de desembolsos atingiu aproximadamente R\$ 27,8 bilhões no período analisado. As operações contratadas entre os anos de 2004 e 2006, por meio da concessão de financiamento para a compra de máquinas e equipamentos e para o aumento das áreas plantadas, visavam basicamente ao apoio à expansão e à modernização das usinas já existentes nas regiões tradicionalmente produtoras de cana.

¹⁴ A participação do setor sucroenergético no total dos desembolsos do BNDES passou de 1,5%, em 2004, para 4,7%, em 2009.

¹⁵ A missão precípua do BNDES é “promover o desenvolvimento sustentável e competitivo da economia brasileira, com geração de emprego e redução das desigualdades sociais e regionais”.

Posteriormente, em 2007, passaram a predominar os financiamentos destinados aos projetos de implantação de usinas (*greenfields*) em novas regiões, como o Triângulo Mineiro e as novas fronteiras agrícolas no Centro-Oeste.

Gráfico 5 | Desembolsos do BNDES para o setor sucroenergético



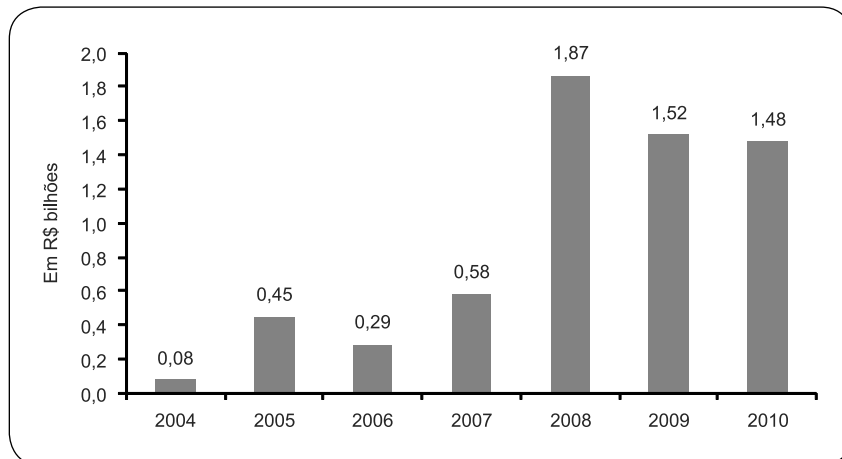
Fonte: BNDES.

Mais especificamente com relação à bioeletricidade, os desembolsos do BNDES também apresentaram crescimento significativo. Entre 2004 e 2010, o volume acumulado representou quase 25% do total de apoio ao setor (Gráfico 6).

Esses desembolsos foram destinados a 112 centrais de cogeração de biomassa de cana-de-açúcar, as quais têm potencial para adicionar 3.088 MW ao sistema elétrico brasileiro, mas somente em 2013, quando todos os projetos atualmente em carteira alcançarão a capacidade instalada prevista.

Apesar do significativo aumento do apoio do BNDES, dado o potencial atual e futuro da biomassa de cana, ainda há espaço significativo para o aumento do investimento da cogeração. Assim, se forem equacionados os principais entraves aqui identificados, pode-se esperar um incremento nos investimentos relacionados à cogeração e, com eles, desembolsos ainda maiores do BNDES ao segmento.

Gráfico 6 | Desembolsos do BNDES para bioeletricidade sucroenergética



Fonte: BNDES.

Tabela 24 | Projetos de cogeração do setor sucroenergético na carteira do BNDES

UF	Nº de projetos	MW excedente (total)	MW excedente (média)
AL	2	47	23,5
GO	16	477	30
MG	12	198	17
MT	1	56	56,0
MS	10	303	30
PB	1	8,0	8,0
PR	5	93	19
RN	1	25	25,0
SP	64	1.882,0	29,4
Total	112	3.088,5	27,5

Fonte: BNDES.

Oportunidades para o fomento à expansão da cogeração

Aspectos financeiros

A análise dos fatores apontados como maiores obstáculos à cogeração de energia com base no bagaço de cana nos informa que os aspectos relacionados ao financiamento desses investimentos (juros, prazos e *project finance*) são considerados relevantes em quase todos os recortes analíticos realizados.

Quanto às condições de crédito, ressalta-se que a taxa de juros e o prazo dos financiamentos destinados à cogeração de energia elétrica oferecidas pelo BNDES estão entre os mais favoráveis, em razão da incidência do menor *spread* básico¹⁶ sobre a taxa final de juros e do prazo de até 16 anos para amortização da dívida.¹⁷

O BNDES ainda disponibiliza um incentivo adicional para estimular o investimento em sistemas mais eficientes de cogeração, que é o nível diferenciado de participação nos investimentos. De acordo com a atual política operacional do BNDES, nos investimentos para aquisição de sistemas de cogeração que utilizem caldeiras de alta pressão, ou seja, acima de 60 bar,¹⁸ o financiamento pode atingir até 90% do investimento total. No caso de sistemas de cogeração menos eficientes, tal nível de participação atinge no máximo 80%.

Pode-se concluir que o fato de boa parte das usinas ter considerado as condições creditícias de juros e prazos obstáculos relevantes ao investimento em cogeração está mais ligado à incapacidade de parte das usinas brasileiras de acessar os recursos do BNDES do que à necessidade de melhoria das condições oferecidas pelo Banco.

Já com relação ao mecanismo de *project finance*, pode-se dizer que ainda há espaço para avançar na especificação desse instrumento a fim

¹⁶ A taxa de juros do BNDES é formada, nas operações diretas, por três componentes: custo financeiro, *spread* básico e *spread* de risco. O *spread* básico varia de acordo com a atividade econômica e, no caso dos investimentos em cogeração com base em fontes renováveis, apresenta a menor taxa.

¹⁷ De acordo com a Unica, o problema de fato não estaria na taxa de juros praticada pelo BNDES, mas na oferta de condições de crédito ainda melhores, disponíveis para empreendimentos na Região Nordeste, como é o caso de boa parte dos investimentos em energia eólica. Tal diferença geraria uma desvantagem competitiva para a biomassa canavieira nos leilões federais de compra de energia renovável.

¹⁸ Essa maior eficiência decorre do fato de que tais caldeiras, por serem fabricadas com materiais mais resistentes, conseguem operar em condições de maior temperatura e pressão e, com isso, permitem gerar maior volume de energia elétrica com base na mesma quantidade de bagaço de cana-de-açúcar.

de se chegar a um modelo capaz de mitigar os riscos inerentes a projetos de base agrícola, como é o caso da cogeração com base no bagaço de cana e, com isso, dar maior conforto aos investidores e, sobretudo, aos potenciais financiadores. A ausência de um modelo específico para projetos de cogeração à base de cana talvez explique o fato de esse tipo de mecanismo financeiro ser pouco difundido no setor sucroenergético, seja entre os bancos financiadores, seja entre usinas ou mesmo entre distribuidores de energia elétrica.

A maior difusão do *project finance* contribuiria de forma decisiva para mitigação de pelo menos dois obstáculos apontados como relevantes pela pesquisa: a falta de capacidade financeira e o custo excessivo do investimento. No primeiro caso, como o *project finance* pressupõe a criação de uma sociedade de propósito específico (SPE), as dívidas contratadas referentes ao investimento serão registradas no balanço da SPE, e não no do grupo sucroenergético, o que, associado à participação de investidores com maior capacidade financeira na SPE, minimizaria o problema da má condição econômico-financeira de determinadas usinas.

No que tange ao excessivo custo do investimento na expansão da cogeração, se tal problema for interpretado como um dispêndio de capital maior do que o grupo sucroenergético é capaz de realizar, ainda que este demonstre situação financeira saudável, então o fato de a SPE segregar os ativos do investimento na expansão da cogeração poderia ser uma solução. Tal situação ocorreria nos casos em que investidores com maior capacidade de investimento se tornassem sócios majoritários da SPE e aportassem a maior parte do *equity* necessário, deixando a usina parceira com a necessidade de aportar apenas a parcela compatível com sua capacidade de investir.

Tributação

Outra questão que merece atenção é a tributação. Conforme visto, o problema de acúmulo de créditos de ICMS foi apontado como relevante pelas usinas de porte acima de dois Mtcs, de São Paulo e do Paraná. As diversas vantagens da bioeletricidade canavieira discutidas na primeira seção poderiam ser consideradas pelas receitas estaduais com intuito de avaliar a oferta de mecanismos compensatórios alternativos para minimizar o problema levantado e, com isso, incentivar o

aumento da participação do bagaço de cana como fonte renovável na matriz elétrica brasileira.

Tal problema ganha ainda mais importância na medida em que, nos leilões de energia renovável, a bioeletricidade canavieira concorre com projetos de energia eólica, que, por contarem com incentivo fiscal específico, estão em melhores condições de custo para ofertar energia em razão da desoneração de ICMS sobre os equipamentos eólicos.¹⁹

Conexão

Finalmente, no que tange aos fatores relacionados à conexão, a necessidade de elevação da tensão da rede de acesso ao SIN foi apontada como um problema relevante, ao contrário da questão da distância excessiva entre a central de cogeração e a rede de transmissão, que foi considerada relevante apenas pelas usinas sul-mato-grossenses.

Conforme discutido, esse obstáculo está relacionado com o fato de a rede de distribuição ter sido projetada apenas para atendimento da demanda de consumidores, e não para coletar a geração de energia, o que torna necessário, para a conexão de unidades cogedoras, investimentos para o dimensionamento econômico de menor custo global para o sistema. Segundo a Cogen, a depender da necessidade de adequação, o investimento para dimensionamento da capacidade de transportes e para elevação da tensão pode chegar a R\$ 40 milhões, o que pode equivaler a quase 20% do valor do investimento na cogeração propriamente dita.²⁰

Esse investimento para a coleta da energia cogorada, contudo, pode servir a mais de uma usina sucroenergética, desde que as unidades de produção estejam geograficamente próximas, resultando em estações coletoras compartilhadas. Assim, caso o número de usinas com acesso à estação coletora seja suficientemente significativo, o investimento na subestação seria racionalizado e viabilizado economicamente, e poderia ser realizado por um agente do sistema elétrico. Nesse cenário, restaria

¹⁹ Por meio do Convênio Confaz/ICMS 124, de 29 de julho de 2010, ficaram prorrogadas até 31 de dezembro de 2013 as disposições contidas no Convênio ICMS 101/97, de 12 de dezembro de 1997, que concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica.

²⁰ Considerando o caso de custo médio de investimento no sistema de cogeração de cerca de R\$ 2.300 por KW instalado, analisado em Castro, Brandão e Dantas (2010c), para uma capacidade instalada de 86.000 KW.

às usinas sucroenergéticas apenas o investimento residual na conexão à subestação coletora, o que racionalizaria e reduziria significativamente os custos de acesso e conexão para exportar a bioeletricidade cogeraada.

Desse modo, ficam claras a importância e a oportunidade de ampliar o fomento à oferta de bioeletricidade, a exemplo do estudo de planejamento conduzido para ampliar a oferta de bioeletricidade das usinas existentes no estado de São Paulo.

Conclusões

Seja do ponto de vista do setor sucroenergético, seja do ponto de vista do sistema elétrico brasileiro, as vantagens da bioeletricidade canavieira são mais do que suficientes para justificar sua plena inserção na matriz energética do país. Entretanto, é fato amplamente conhecido que a exploração dessa fonte energética ainda está muito aquém do seu potencial. Foi justamente sobre essa constatação que se debruçou o presente artigo.

A fim de identificar e analisar os principais entraves, pela ótica dos empresários, à realização de investimentos em bioeletricidade à base da cana, este trabalho fez uso de um questionário enviado a todas as usinas e destilarias do país, o qual foi respondido por quase 50% da população da pesquisa. Em termos de cana efetivamente processada, a amostra representa aproximadamente 65% do total da safra 2009-2010.

As respostas do questionário possibilitaram identificar e quantificar obstáculos ao investimento em cogeração percebidos como mais relevantes pelas usinas. Tal diagnóstico foi feito por meio de dois recortes analíticos principais: o primeiro, por faixa de moagem; e o segundo, por estados selecionados. Com base neles, foi possível confirmar e, sobretudo, desmistificar algumas suspeitas sobre os principais obstáculos ao investimento em cogeração.

Como era esperado, a maior parte das usinas que ainda não exporta energia apontou o custo dos investimentos em modernização (*retrofit*) da planta e as condições de financiamento ao investimento como os maiores obstáculos aos investimentos em cogeração. Entre os entraves financeiros, chamou atenção a grande importância que o setor sucroenergético atribuiu à ausência da modalidade de *project finance* como meio para estruturar os financiamentos de seus projetos.

No entanto, outros fatores se destacaram. Contrariando o senso comum, as usinas atribuíram baixa ou nenhuma relevância à (in)experiência dos agentes do setor sucroenergético na comercialização de energia elétrica e à suposta baixa remuneração do setor elétrico. Entre outros fatores avaliados como de baixa relevância, também aparece, de modo surpreendente, a distância de conexão entre a usina e o sistema de transmissão. Esse fator só obteve grande destaque para o estado do Mato Grosso do Sul, onde essa distância média chega a mais de 44 km para as unidades que ainda não exportam energia.

O problema da conexão, contudo, não deixou de ser apontado como relevante, mas por outra razão. Foi atribuída alta relevância ao custo excessivo do investimento para elevar a tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão, que recebeu maior importância pelas unidades paulistas e paranaenses. Isso ocorre porque a cogeração de bioeletricidade é uma fonte de geração distribuída inserida em um sistema elétrico centralizado, baseado em grandes fontes de geração e com longas linhas de transmissão de alta tensão, mas com uma estrutura de distribuição dotada de redes dimensionadas apenas para o atendimento de cargas de consumidores de energia e, conseqüentemente, em média e baixa tensão.

Por fim, outros dois pontos apontados com alto grau de relevância chamaram a atenção. Primeiro, a questão tributária, especialmente importante para os estados de São Paulo e Paraná, que representaram juntos mais de 60% da cana efetivamente processada nas últimas safras. Segundo, o fato de as unidades com capacidade de moagem superior a três Mtcs, apesar das economias de escala, terem considerado excessivo o custo dos investimentos em cogeração. Ambos acontecem principalmente quando não há como realizar o investimento na expansão da cogeração juntamente com a ampliação da moagem de cana, situação que implica menor atratividade econômica para a cogeração.

Esses fatores apontados como os principais entraves à realização de investimentos em cogeração não impediram que o BNDES exercesse papel fundamental nos financiamentos realizados até hoje. Quanto à atuação do Banco diante desse diagnóstico, é possível afirmar que, além de continuar a ofertar linhas com condições financeiras favoráveis, o BNDES buscará aperfeiçoar o uso do *project finance*, para adequá-lo às especificidades do setor sucroenergético e, com isso, contribuir para que o potencial elétrico da biomassa de cana seja crescentemente mais bem aproveitado.

Anexo 1

Questionário da pesquisa de campo sobre cogeração nas usinas

Pesquisa sobre cogeração nas usinas		Notas explicativas e exemplos para preenchimento
1	Nome do grupo:	Grupo Santa Maria
2	Razão social da usina:	Santa Maria do Tiraçu S.A. - Unidade Pirapora
3	Nome fantasia da usina:	Usina Pirapora
4	CNPJ:	99.999.999/0009-99
5	Cidade:	Ariranha
6	Estado (sigla):	SP
7	Nome do respondente:	Alex dos Santos
8	Cargo	Diretor superintendente
9	Telefone (com DDD):	(16) 9999-9999
10	E-mail:	alex.905@hsetanol.com.br
<hr/>		
11	Qual foi a capacidade instalada de moagem na usina (em ton/safra)?	Se a capacidade da usina foi de dois milhões de toneladas de cana na safra 2009-2010, então preencher: 2.000.000
11.1	Resposta: Na safra 2008-2009	
11.2	Na safra 2009-2010	
<hr/>		
12	Qual foi o volume de cana processada (em ton/safra)?	Se a usina processou um milhão e 800 mil toneladas de cana na safra 2009-2010, então preencher: 1.800.000
12.1	Resposta: Na safra 2008-2009	
12.2	Na safra 2009-2010	
<hr/>		
13	Nos próximos 3 anos, há planos para a ampliação?	Ver notas relativas às questões 11 e 12
13.1	Resposta: .	
13.2	De cana efetivamente processada:	
<hr/>		
14	Qual é o atual percentual da colheita mecanizada?	Caso metade de toda a cana processada pela usina, seja própria ou de terceiros, tenha sido colhida por colheitadeiras, então preencher: 50%. Para safra 2010-2011 indicar previsão.
14.1	Resposta: Na safra 2008-2009	
14.2	Na safra 2009-2010	
14.3	Na safra 2010-2011	
<hr/>		
15	Qual foi o percentual de cana própria e de terceiros na safra 2009-2010?	Se a usina tem 25% de cana própria, então preencher no campo "Cana Própria": 25%
15.1	Resposta: Cana própria	
15.2	Cana de terceiros	

Continua

Continuação

16	Qual foi a destinação dada à palha (em percentual) na safra 2009-2010:			Se a usina queima 25% da palha, então preencher no campo "queima": 25%. Se não usa a palha nas caldeiras, então preencher 0%
16.1	Resposta:	Queima		
16.2		Cobertura de solo	Cobertura de solo	
16.3		Usa em caldeiras		
17	Qual foi o mix de produção (em percentual) da safra 2009-2010?			Se a produção da Usina for 60% de açúcar, então preencher no campo "Açúcar": 60%; e no campo "Etanol": 40%
17.1	Resposta:	Açúcar		
17.2		Etanol		
18	Se ainda não utiliza palha para a cogeração, aponte o principal obstáculo por meio das letras A, B ou C (ver instrução na coluna de notas explicativas).			A) Não conhece ou não está disponível tecnologia para aproveitamento da palha. Preencha: A
	Resposta:			B) Conhece a tecnologia disponível para aproveitar a palha, mas não acha economicamente interessante. Preencha: B
				C) Conhece a tecnologia, mas acha o investimento muito elevado. Preencha: C
19	Há perspectiva de utilizar a palha para cogeração nos próximos 5 anos? Sim ou Não?			Se sim, responder: sim Se não, responder: não
	Resposta:			
20	Atualmente a usina faz cogeração de energia, exportando os excedentes? Se não, responda as questões de 21 a 27. Se sim, responda as questões de 28 a 43			Se sim, responder: sim Se não, responder: não
	Resposta:			

Continua

Continuação

Se e usina ainda não realiza cogeração, então responda as questões a seguir						Notas explicativas e exemplos para preenchimento
Detalhamento do sistema de potência da usina (safra 2009-2010)						
21	Itens	Quantidade	Ano de instalação	Capacidade	Observações	Quantidade = número de equipamentos instalados na usina Ano de instalação = formato "aaaa"
21.1	Turbinas de vapor				Em t/h	
21.2	Caldeiras de 21 bar				Em t/h	
21.3	Caldeira de alta pressão				Em t/h	
21.4	Outras caldeiras (especificar nas observações)				Em t/h	
21.5	Gerador - uso próprio				Em MW	
21.6	Transformador				Em MVA	
22	Qual a distância de conexão ao sistema de transmissão (em km)?				Se a usina se encontra a vinte quilômetros de distância do sistema de transmissão, então preencher: 20	
	Resposta:					
23	Qual é a tensão de conexão ao sistema de transmissão (em kV)?				Se a tensão de conexão ao sistema de transmissão for de 300 kV, então preencher: 300	
	Resposta:					
24	Qual foi o custo total da manutenção e operação do sistema de vapor da usina na safra 2009/10 (em R\$/safra)?				Se esse custo for de duzentos e cinquenta e sete mil reais, então preencher: 257.000	
	Resposta:					
25	Por que a usina ainda não faz cogeração e não exporta os excedentes? Abaixo, atribua numeração de 0 a 3, segundo a relevância do fator (ver instruções na coluna de notas explicativas).					0 - Sem relevância
	Resposta:					1 - Baixa relevância
25.1	Prioridade em garantir o autossuprimento					2 - Média relevância
25.2	A remuneração do setor elétrico (preço do MWh) não é atraente					3 - Alta relevância
25.3	O grupo não tem experiência em comercializar energia					

Continua

Continuação

25.4	Elevada complexidade do modelo de comercialização de energia / desconhecimento do mercado
25.5	"Falta de capacidade financeira do grupo para realização do investimento no momento"
25.6	Juros dos financiamentos disponíveis são muito elevados
25.7	Prazos dos financiamentos disponíveis são muito curtos
25.8	Baixa oferta de financiamentos do tipo "project finance"
25.9	Custo do investimento em modernização da planta é excessivo
25.10	"O investimento em cogeração só será feito por ocasião de uma futura expansão da capacidade de moagem da usina"
25.11	Carga elevada de tributos e encargos setoriais sobre o investimento e sobre a operação
25.12	O sistema de cogeração atual da usina ainda está distante do final de sua vida útil
25.13	Complexidade e demora na obtenção do licenciamento ambiental
25.14	Distância excessiva para a conexão da usina ao sistema de transmissão
25.15	Custo excessivo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão

26	A empresa tem intenção de investir em sistema de cogeração de energia elétrica: sim ou não?	Se sim, responder: sim Se não, responder: não
-----------	--	--

Resposta:

Se e usina realiza cogeração, então responda as questões a seguir						Notas explicativas e exemplos para preenchimento
Detalhamento do sistema atual de potência da Usina (safra 2009-2010)						
28	Itens	Quantidade	Ano de instalação	Capacidade	Observações	
28.1	Transformadores				Em MVA	Quantidade = número de equipamentos instalados na usina Ano de instalação = formato "aaaa"

Continua

Continuação

28.2	Caldeiras abaixo de 40 bar	Em t/h
28.3	Caldeiras entre 40 e 60 bar	Em t/h
28.4	Caldeiras entre 60 e 90 bar	Em t/h
28.5	Caldeiras acima de 90 bar	Em t/h
28.6	Turbogeradores contrapressão	Em MW
29	Qual foi o consumo de vapor de processo da usina (em t/h) na safra 2009-2010? Resposta:	Se o consumo da usina foi de 15 toneladas por hora, então preencher: 15
30	Qual foi a potência exportável (em t/h) da usina na safra 2009-2010? Resposta:	Se a potência exportável da usina foi de 15 toneladas por hora, então preencher: 15
31	Qual foi o consumo de energia elétrica na safra 2009-2010 (em MWh/ton)? Resposta:	Se a usina consumiu vinte MWh por tonelada de cana processada, então preencher: 20
32	Se a empresa compra energia da distribuidora local para atendimento da parte industrial e administrativa fora do período de safra, qual é a quantidade comprada (em MWh)? Resposta:	Se a usina comprou vinte MWh no período de entressafra, então preencher: 20
33	Qual a distância de conexão ao sistema de transmissão (em km)? Resposta:	Se a usina se encontra a vinte quilômetros de distância do sistema de transmissão, então preencher: 20
34	Qual é a tensão de conexão ao sistema de transmissão (em kV)? Resposta:	Se a tensão de conexão ao sistema de transmissão for de 300 kV, então preencher: 300

Continua

Continuação

35	Qual foi o montante dos investimentos realizados no sistema atual de cogeração de energia (em R\$)?		Se a usina investiu cinquenta e oito milhões e trezendo mil reais, então preencher: 58.300.000
	Resposta:		
36	Qual é o custo anual da manutenção e operação do sistema de cogeração da usina (em R\$)?		Se esse custo for de novecentos e setenta e três mil reais, então preencher: 973.000
	Resposta:		
37	Qual é a capacidade máxima da conexão com a rede de distribuição, subestação e linha (MW)		Se a capacidade máxima for de 50 MW, então preencher: 50
	Resposta:		
38	Qual é a atual capacidade instalada total de geração de eletricidade da usina (em MW)?		Se essa capacidade for de 41 MWh, então preencher: 41
	Resposta:		
39	Por quantos meses há exportação de excedentes de energia?		Se a usina exporta excedentes durante 7 meses da safra, então preencher no campo "Na safra": 7; e no campo "Na entressafra": 5
39.1	Resposta:	Na safra	
39.2		Na entressafra	
40	Por quantos meses há exportação de excedentes de energia?		Se a usina comercializa 150.000 MWh, preencha: 150.000. Se gera 200.000 MWh, preencha: 200.000.
40.1	Resposta:	Gerada Na safra	
40.2		Comercializada Na entressafra	
40.3		Na safra	
40.4		Na entressafra	
41	Em qual ambiente é comercializada atualmente a energia elétrica (em percentual):		Se a Usina comercializa 25% de sua energia no mercado livre, então preencher no campo "Livre": 25%; e no campo "Regulado" 75%
41.1	Resposta:	Regulado	
41.2		Livre	

Continua

Continuação

42	Qual é o atual preço médio da venda da energia elétrica praticado pela concessionária local (R\$/MWh)?	Se esse preço for de 115 reais por MWh, então preencher: 115
	Resposta:	

43	A oferta de condições favorecidas de financiamento levaria à implantação de tecnologias mais eficientes para aumentar a oferta de excedentes de energia elétrica? Sim ou Não?	Se sim, responder: sim Se não, responder: não
	Resposta:	

Referências

- CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro*. Texto de Discussão n. 15. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010a.
- . *O risco financeiro de um período seco prolongado para o setor elétrico brasileiro*. Texto de Discussão n. 17. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010b.
- . *O potencial da bioeletricidade, a dinâmica do setor sucroenergético e o custo estimado dos investimentos*. Texto de Discussão n. 24. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010c.
- CHIPP, Hermes. *Procedimentos operativos para assegurar o suprimento energético do SIN*. Apresentação no Gesel/IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de julho de 2008.
- D'ARAÚJO, Roberto Pereira. *Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil*. Brasília: Confea/Crea, 2009.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Resultados preliminares – BEN 2008*. Rio de Janeiro, 2008.
- . *Projeção da demanda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional para o Plano Anual da Operação Energética (PEN 2010)*. Séries Estudos da Demanda – Nota Técnica DEA 03/10 e Nota Técnica ONS 010/2010. Rio de Janeiro, fevereiro de 2010.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Key world energy statistics 2010*. Paris, 2010.
- KITAYAMA, O. *Bioeletricidade: perspectivas e desafios*. In: III Seminário Internacional de Energia Elétrica, Gesel/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.
- MELO, Élbria. *Comercialização de energia elétrica no Brasil*. In: Seminário Mercados de Eletricidade e Gás Natural, Investimento, Risco e Regulação, Porto, 2010.
- ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Plano anual da operação energética – PEN 2010*. V. I. Relatório Executivo. Rio de Janeiro, jul. 2010.