

CONSIDERAÇÕES SOBRE AS PERSPECTIVAS DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Nivalde José de Castro
Guilherme de A. Dantas
André Luis da Silva Leite
Roberto Brandão
Raul R. Timponi

CONSIDERAÇÕES SOBRE AS PERSPECTIVAS DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Nivalde José de Castro
Guilherme de A. Dantas
André Luis da Silva Leite
Roberto Brandão
Raul R. Timponi

TDSE

Textos de Discussão do Setor Elétrico
Nº 19

Maio de 2010
Rio de Janeiro

Índice

Introdução	7
I. A Transição da Matriz Elétrica Brasileira	8
II. Alternativas de Expansão da Matriz Elétrica Brasileira	15
II.1 Gás Natural	15
II.2 Bioeletricidade Sucroenergética	17
II.3 Energia Eólica	20
II.4 Energia Nuclear	23
II.5 Carvão	23
II.6 Óleo Combustível	24
III. Considerações Finais	24
Referências Bibliográficas	25

Considerações sobre as Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira

*Nivalde José de Castro¹
Guilherme de A. Dantas²
André Luis da Silva Leite³
Roberto Brandão⁴
Raul R. Timponi⁵*

Introdução

Em contraste com a matriz elétrica mundial, onde os recursos fósseis representam em torno de 70% da geração de energia elétrica, a oferta brasileira de eletricidade advém essencialmente da hidroeletricidade. Esta predominância de recursos renováveis baseada em fontes hídricas permite que ao nível da geração, a energia elétrica brasileira tenha, simultaneamente, custos competitivos e sustentabilidade ambiental numa situação ímpar em termos mundiais.

O ciclo consistente da economia brasileira projetado para os próximos anos associado à característica do novo padrão de desenvolvimento econômico-social que objetiva reduzir os desequilíbrios na distribuição da renda, fortalecendo e dinamizando o mercado interno, determinam e projetam uma nova condição de base para o setor elétrico brasileiro: deve-se esperar um significativo crescimento da demanda de energia elétrica nos próximos anos, derivado da ampliação da produção dos setores de bens de capital, da construção civil e dos bens de consumo duráveis, com destaque para o automobilístico. Todos estes setores têm um efeito multiplicador de demanda elétrica para trás e para frente nas respectivas cadeias de produção e de consumo que indicam a manutenção do aumento da carga em valores possivelmente acima da trajetória histórica mais recente.

Com base no potencial hidroelétrico remanescente superior a 150 GW, *a priori*

¹ Professor do Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico.

² Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

³ Pós Doutor pelo IE/UFRJ, Professor da Unisul e Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

⁴ Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

⁵ Mestrando do Instituto de Economia da UFRJ e Pesquisador do GESEL/IE/UFRJ.

pode-se chegar à errônea conclusão que o crescimento da demanda de energia elétrica poderá ser atendido quase que exclusivamente através da expansão da capacidade instalada de geração hidroelétrica.

Para demonstrar a fragilidade desta análise, devem-se introduzir na análise duas variáveis:

- i. A importância estratégica dos reservatórios das centrais elétricas como fatores de regularização da oferta de energia elétrica ao longo do ano; e
- ii. As restrições legais e incapacidade geográfica de serem construídas novas centrais hidroelétricas com grandes reservatórios.

Desta forma, torna-se nítida e imprescindível a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira, sobretudo de geração complementar à hidroeletricidade no período seco do ano.

Especificamente em relação à segunda variável, o Brasil possui alternativas extremamente competitivas para inserir novas fontes em sua matriz, entre estas opções destacam-se: gás natural, bioeletricidade sucroenergética, recursos eólicos, energia nuclear, carvão mineral e, bem no “final da fila”, derivados de petróleo.

A questão que se coloca é quais dentre estas opções, devem ser priorizadas na expansão e diversificação da matriz elétrica brasileira. A análise destas alternativas – que irá nortear e sustentar as decisões de política energética – deve contemplar e considerar as características técnicas, econômicas e ambientais de cada uma destas fontes.

Este estudo está dividido em duas partes, além da presente introdução. Na primeira, se examina a transição e evolução da matriz elétrica brasileira de uma configuração hidroelétrica para um perfil hidrotérmico determinado pela impossibilidade de construção de grandes reservatórios. A segunda parte é dedicada à análise das diferentes alternativas que a matriz elétrica brasileira possui de se expandir e diversificar, ressaltando as especificidades e características de cada uma das fontes energéticas. Por último, são feitas considerações finais.

I – A Transição da Matriz Elétrica Brasileira

A geração hidroelétrica representa mais de 80% da oferta brasileira de energia elétrica. Este perfil hídrico do parque gerador brasileiro só é comparável a um restrito número de países, como pode ser verificado na Tabela 1, sendo que nenhum deles têm a dimensão geográfica e econômica do Brasil, com exceção do Canadá.

Tabela 1
Participação da Geração Hídrica no Total
da Geração Elétrica de Países Selecionados. 2006
(em %)

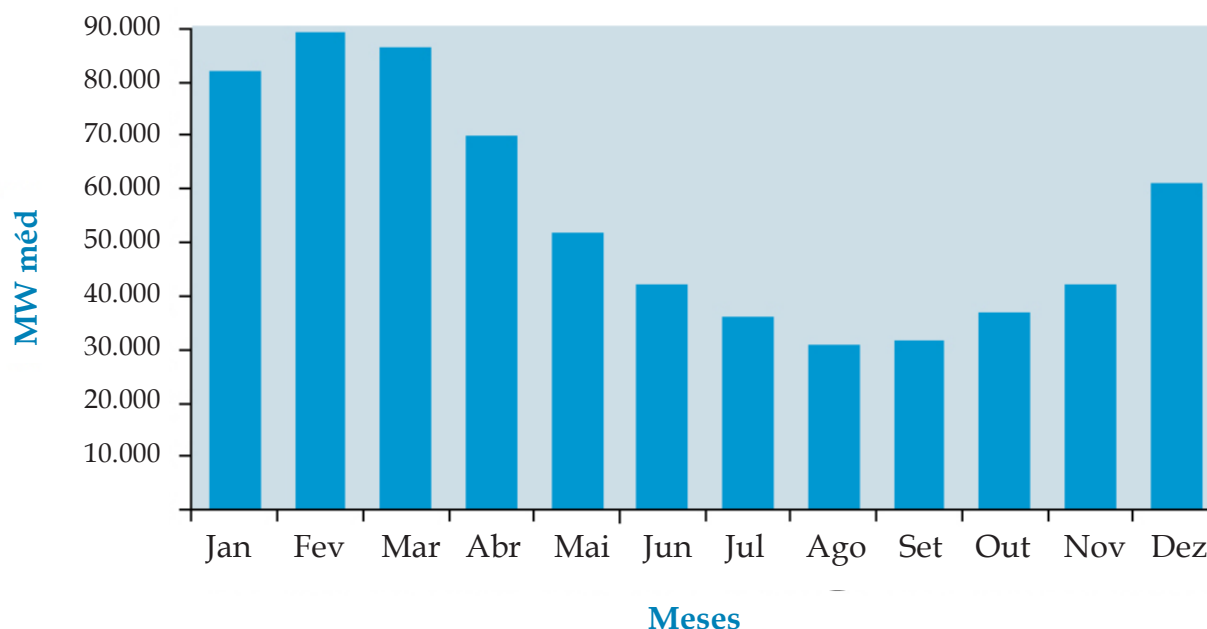
Países 10 Primeiros	% Hidro no Total da Oferta
Noruega	98,5
Brasil	83,2
Venezuela	72,0
Canadá	58,0
Suécia	43,1
Rússia	17,6
Índia	15,3
China	15,2
Japão	8,7
EUA	7,4
Resto do Mundo	14,3
Média do Mundo	16,4

Fonte: IEA (2008)

Com base nestes dados pode-se constatar que o Brasil é praticamente o único mercado de energia elétrica de grande escala que consegue atender sua demanda essencialmente através da geração das usinas hidroelétricas. Esta é uma característica que determina um valor competitivo impar no cenário energético internacional.

No entanto, a base hídrica do parque gerador brasileiro apresenta uma característica importante: a sazonalidade do regime fluvial brasileiro, conforme se pode constatar através do Gráfico 1.

Gráfico 1
Energia Natural Afluyente: média histórica
Inclui todos os subsistemas do SIN. Configuração de 2008



Fonte: Elaboração do GESEL-UFRJ a partir do banco de dados histórico da operação do ONS para 2008.
 (*) Sistema Interligado Nacional que corresponde a algo em torno de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica.

A discrepância acentuada da ENA – energia natural afluyente – entre o período úmido e seco, numa proporção de três para um, poderia indicar, *a priori* uma impossibilidade de se construir um parque gerador com base quase exclusiva de recursos hídricos. O que viabilizou e permite que o Brasil atenda sua demanda através da hidroeletricidade foi a construção de grandes reservatórios capazes de estocar água no período úmido do ano e a conversão desta reserva em energia elétrica no período seco do ano. A construção de um conjunto complexo de reservatórios permite que o sistema hídrico deixe de ser baseado apenas em uma variável de fluxo e passe a ser lastreado também em uma variável de estoque: a energia armazenada nos reservatórios. Desta forma, se torna possível a regularização da oferta de energia ao longo de todo o ano e para mais de um ano.

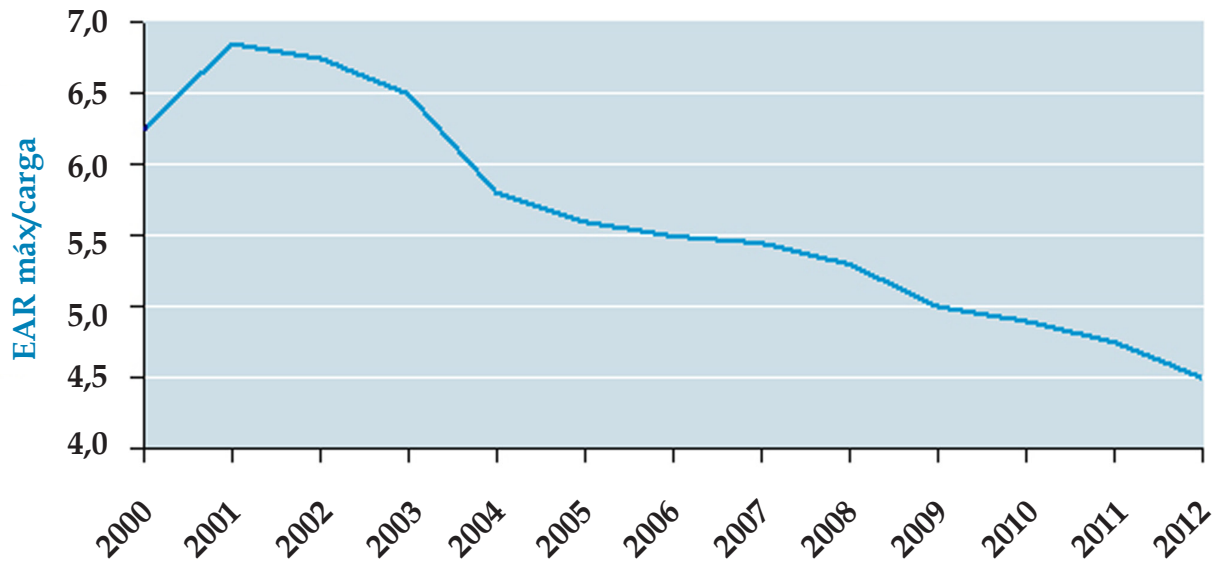
Contudo, não se pode abster da constatação que a oferta de energia hidroelétrica no médio e longo prazo é função das afluições verificadas. Neste sentido, é preciso que a capacidade instalada do sistema seja consideravelmente superior à demanda de ponta do sistema e que o sistema tenha centrais térmicas instaladas e atuando como *backup* estrutural para o parque gerador. Ao mesmo tempo, estas térmicas cumprem o papel de atender a ponta do sistema, especialmente no período seco do ano, caso seja necessário. Desta forma, em um sistema com a configuração e características como o brasileiro, as centrais termoelétricas são despachadas apenas eventualmente em função da ocorrência de períodos hidrológicos críticos.

Devido à imprevisibilidade do despacho das termoeletricas brasileiras foi instituída a modalidade de **contratação de energia elétrica por disponibilidade**. Este formato de contrato tem como base o pagamento de uma remuneração mensal fixa relacionada com o custo do capital investido no empreendimento. Este pagamento fixo é feito pelas empresas distribuidoras com base em valores definidos nos leilões de energia nova realizados pelo MME, EPE e ANEEL. Caso a usina venha a ser despachada pelo ONS, a distribuidora arcará com o custo do combustível necessário para sua operação. Este componente do custo da geradora térmica é o custo variável unitário. Desta forma, o risco da incerteza quanto ao custo do combustível (e preço da energia elétrica) é da distribuidora, que o repassa para seus clientes, os consumidores finais. Este tipo de contrato é inteiramente compatível com um parque gerador hídrico onde a geração termoeletrica tem caráter eventual, ou seja, onde o parque térmico atua com a função específica de *back-up* do sistema elétrico. Como a frequência esperada de despacho das térmicas, determinada por modelos probabilísticos, é muito baixa, procura-se com este tipo de contrato reduzir os custos para o sistema, pagando-se na maior parte das vezes um custo fixo, de valor baixo.

O potencial hidroelétrico remanescente a ser explorado no Brasil é estimado pela EPE em valores superiores a 150 GW. Entretanto, o atendimento da demanda por energia elétrica ao longo de todo o ano com base em geração hídrica requer que a capacidade instalada esteja associada a uma capacidade de armazenamento de água proporcional. Neste sentido, é preciso avaliar inicialmente se o potencial hídrico remanescente está localizado em regiões adequadas à construção de grandes reservatórios e se as restrições vinculadas à legislação ambiental permitiriam a construção de novos reservatórios. Estudos realizados pelo GESEL indicam que a modelagem do sistema elétrico brasileiro, assentada em centrais hidroelétricas com reservatórios de grande porte não poderá mais ser replicado na expansão da matriz elétrica brasileira. Tal impossibilidade tem como base o fato da maior parte do potencial hidroelétrico passível de exploração estar localizado em regiões de topografia suave, com quedas pouco pronunciadas nas partes mais caudalosas dos rios. Sob o prisma físico a construção de reservatórios com grande área alagada não parece recomendável, pois os mesmos estocariam pouca energia, como ocorre no caso da UHE de Balbina. Por outro lado, é preciso considerar o caráter mais restritivo da legislação ambiental a partir da Constituição de 1988, que dificulta e limita, em muito, a expansão da capacidade hidroelétrica instalada, promovendo uma alteração do padrão de geração da energia hídrica que prevaleceu no século XX.

Portanto, devido às restrições físicas e ambientais a evolução do parque gerador brasileiro se vê diante de um cenário onde a potência hidroelétrica deve se expandir com base em usinas fio d'água que não estocam água. Como resultado, ocorrerá uma redução gradativa e irreversível, da capacidade de regularização da oferta ao longo do ano, como já se pode ser verificar através das informações do Gráfico 2 que cobrem o período de 2000 a 2012.

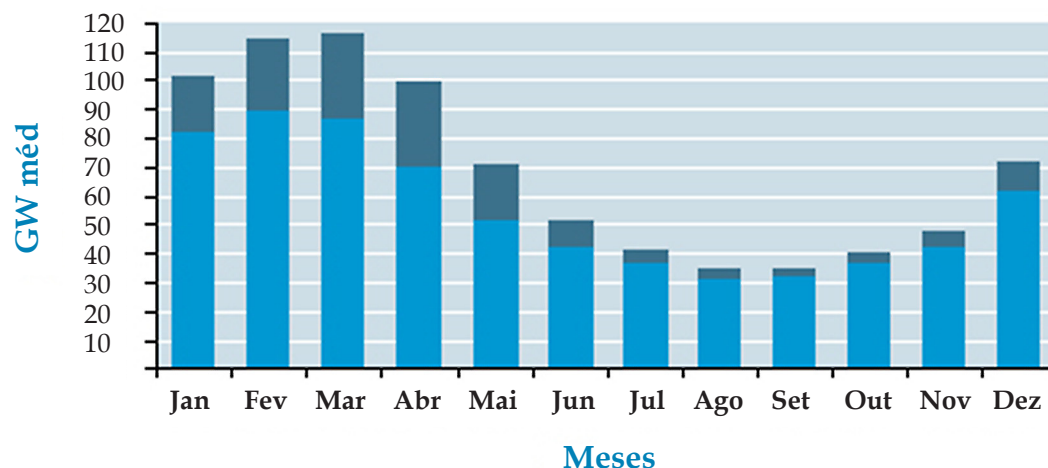
Gráfico 2
Evolução da Capacidade de Regularização
dos Reservatórios. 2000-2012



Fonte: Chipp, Hermes. Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julho 2008.

Por outro lado, como a maior parte dos aproveitamentos remanescente está na Região Norte, o diferencial na ENA – energia natural afluente – entre o período úmido e o período seco aumentará para uma proporção próxima de quatro para um. Na impossibilidade de estocar mais água, chegará o dia em que a geração hidroelétrica não terá capacidade de atender sozinha a carga no período seco ano. O Gráfico 3 ilustra este ponto, permitindo avaliar o impacto da construção de novos aproveitamentos de 30 GW localizados na Região Norte nas energias afluentes médias ao longo do ano.

Gráfico 3
Energia Natural Afluyente com a Inclusão de 30 GWmed na Região Norte
(em GW médios)

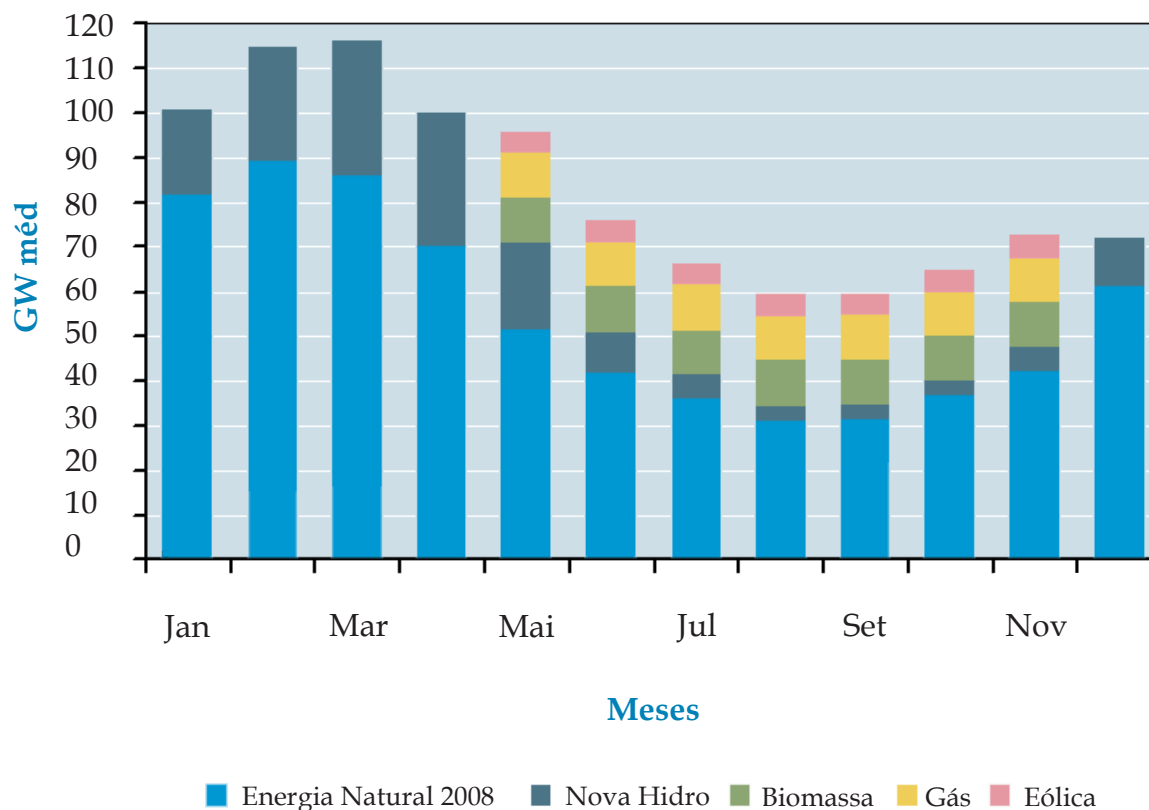


Fonte: Elaborado por GESEL/IE/UFRJ a partir de dados do ONS.

Um corolário imediato desta nova configuração do parque gerador brasileiro será a necessidade crescente de outras fontes de energia operarem na base do sistema durante o período seco do ano de forma complementar à geração hidroelétrica.

É importante mencionar que esta complementação à geração hidroelétrica é absolutamente distinta da configuração anterior, onde usinas térmicas funcionam como *backup* do sistema. As evidências analíticas formuladas pelo GESEL indicam que cada vez mais serão necessárias usinas que venham a operar de forma contínua durante o período seco do ano. Este será o novo padrão de geração do sistema elétrico brasileiro. O Gráfico 4 ilustra a importância da inserção de fontes complementares à geração hídrica no período seco, de forma a ser capaz de regularizar e garantir a segurança do suprimento ao longo de todo o ano. Nesta ilustração hipotética, se supõe a inserção de 10 GWmed de bioeletricidade, 10 GWmed de geração mínima no período seco a gás natural e 5 GWmed de energia eólica no período seco do ano. Trata-se de um exercício somente para visualizar a necessidade e importância da complementação à geração hidroelétrica, a fim de “cobrir o *gap*” derivado das novas centrais do tipo fio d’água.

Gráfico 4
Oferta de Eletricidade com Geração Complementar⁶



Fonte: Elaborado por GESEL/IE/UFRJ a partir de dados básicos do ONS.

O pleno conhecimento da transição e evolução da matriz elétrica brasileira é de fundamental importância para que a expansão do sistema ocorra de forma adequada. A contratação por disponibilidade, adequada para um sistema hídrico, e, sobretudo falhas metodológicas nos mecanismos de contratação dos leilões de energia nova⁷ resultaram na contratação de um montante significativo de usinas termoelétricas **sem vocação para operar na base do sistema**. Estas usinas sagraram-se vencedoras nos leilões em grande medida por que a metodologia adotada considera que elas serão acionadas apenas em um reduzido número de horas por ano. No entanto, a possibilidade concreta de despacho destas usinas por um número de horas superior ao previsto na metodologia dos leilões faz com que estas usinas apresentem um grande e grave risco financeiro para o sistema

⁶ O objetivo do gráfico é ressaltar a importância da complementação ao parque hídrico no período seco do ano. No entanto, embora não conste no gráfico, cabe frisar que a energia eólica também é despachada no período úmido do ano, ainda que em menor escala.

⁷ Ver CASTRO et al. (2010) e CASTRO et al. (2009).

elétrico brasileiro, que não foi devidamente precificado.

A expansão ótima da oferta brasileira de energia elétrica requer uma análise das diferentes possibilidades disponíveis a fim de que sejam escolhidas aquelas que promovam uma expansão econômica e ambientalmente sustentável. Neste sentido, a próxima parte deste estudo se concentra na análise individualizada das diferentes fontes energéticas para que se possa determinar aquelas que devem ser priorizadas.

II - Alternativas de Expansão da Matriz Elétrica Brasileira

A primeira parte analisou a mudança do perfil do parque gerador brasileiro e a crescente necessidade de diversificar a matriz, tendo como conclusão central a necessidade de inserção de fontes complementares à geração hídrica na matriz elétrica. No entanto, é importante e necessário destacar que embora se torne uma energia cada vez mais sazonal, a exploração dos recursos hídricos deve permanecer como a opção prioritária da expansão da oferta brasileira de energia com a construção dos empreendimentos hidroelétricos na Região Norte, assim como pela exploração das potencialidades de se construir pequenas centrais hidroelétricas. A manutenção da expansão com base nos recursos hídricos se justifica por ser, dentre todas as fontes disponíveis, aquela mais competitiva e com reduzidas emissões de gases do efeito estufa. A questão que se coloca é quais as fontes que devem complementar o parque hídrico. Ao longo desta seção, serão discutidas as diferentes alternativas. A seqüência de análise das fontes segue a hierarquia de importância que os autores atribuem a cada uma destas fontes na expansão da matriz elétrica brasileira.

II.1 Gás Natural

O mercado de gás natural no Brasil se caracteriza historicamente por desequilíbrios estruturais e conjunturais, ora com excesso de oferta, ora com escassez de oferta. No princípio do ano de 2007, por exemplo, o atraso do regime de chuvas forçou um despacho em larga escala das térmicas a gás, ameaçando o suprimento do gás para fins industriais e veiculares, provocando forte instabilidade no setor elétrico.

No entanto, o atual contexto e os cenários para a oferta de gás natural são outros. Antes mesmo da exploração das reservas do Pré-sal (expectativa para produção significativa a partir de 2017⁸), acredita-se que já a partir de 2011, o Brasil tenha acesso a grandes quantidades de hidrocarbonetos leves advindos da produção dos campos gigantes de Mexilhão, Lagosta, entre outros campos da Bacia de Santos. A Tabela 2 ilustra as perspectivas de aumento da disponibilidade de gás natural no país no médio prazo.

⁸ Segundo Gabrielli (2009), em 2015 a produção de óleo na Província do Pré-sal atingirá 582 milhões de barris por dia (contabilizando produção da Petrobras e parceiros), passando para 1,3 em 2017 e atingindo 1,8 em 2020.

Tabela 2
Previsões de Reserva, Produção e Importação de Gás Natural
2010-2019
(Em milhões de m³/dia)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Reservas¹	1169	1286	1545	1616	1900	1944	1909	1861	1829	1781
Produção²	80.1	98.1	121.5	128.3	129.7	135.1	145.2	156.3	157	166.6
Importação	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1

Fonte: EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2019.

¹ Reservas em bilhões de m³. Consideram-se recursos contingentes (campos descobertos em estágio de avaliação) e a serem descobertos.

² Produção de recursos já descobertos.

A utilização do gás natural para geração de energia elétrica defronta com algumas barreiras. A principal refere-se ao caráter aleatório do despacho de usinas termoeletricas no sistema elétrico brasileiro e ao desenho atual de contratação de energia que transfere esta incerteza integralmente para a cadeia de produção do gás natural. Esta barreira sempre se constituiu no maior entrave à inserção do gás natural na matriz elétrica brasileira. Para o fornecedor de gás natural, o que está inserido em uma cadeia de produção capital intensiva e que apresenta dificuldades de estocagem de produto, os melhores contratos de fornecimento de gás são aqueles que têm volumes de suprimento previsíveis: eles facilitam o planejamento da produção e distribuição de gás e representam a amortização dos investimentos. Contudo, no sistema elétrico brasileiro, as plantas termoeletricas têm o despacho determinado pelo regime de chuvas, o que torna o consumo de gás natural para geração oscilante e instável, representando um problema para a cadeia de petróleo e gás. Há assim uma dificuldade de coordenação entre a indústria de petróleo e gás e o setor elétrico, ambas cadeias energéticas, mas com padrões de comercialização e graus de amadurecimento distintos.

As usinas termoeletricas movidas a gás natural têm a opção de declarar uma inflexibilidade operativa, isto é, de estabelecer níveis mínimos de geração, tornando a produção de energia menos sujeitas às incertezas de despacho. Esta alternativa é bem mais interessante para os fornecedores de gás natural pois viabiliza contratos de fornecimento de combustível com padrão de consumo mais previsível. No entanto, projetos prevendo geração mínima não se mostram competitivos pelas atuais regras de contratação de energia nova via leilões, que privilegiam projetos com menores custos variáveis.

A oferta crescente e significativa de gás natural nos próximos anos concomitantemente com a necessidade de dispor de centrais térmicas aptas a operar de forma complementar à geração hídrica no período seco do ano torna importante uma investigação a respeito de como viabilizar uma melhor inserção do gás natural na matriz elétrica brasileira.

Durante o período seco do ano o sistema elétrico brasileiro apresentará condições

adequadas para o estabelecimento de contratos de suprimento firme de gás natural. Entretanto, será ainda preciso definir qual será a destinação do gás no período úmido do ano de forma a viabilizar os investimentos incorridos para disponibilização do gás.

Por outro lado, o sistema elétrico brasileiro continuará necessitando de usinas que atuem na ponta do sistema. As usinas termoelétricas ciclo aberto⁹ movidas a gás natural se constituem em uma opção viável e importante para a realização desta função, pois são capazes de prontamente atenderem à carga. Além disso, quando comparadas com as usinas movidas a óleo combustível, as centrais térmicas a gás natural possuem a vantagem de emitirem menores níveis de gases do efeito estufa¹⁰ e poluentes locais.

Portanto, o gás natural deve ser a opção prioritária na complementação do parque hídrico brasileiro com base na oferta brasileira crescente deste energético e seus menores impactos ambientais em comparação aos demais combustíveis fósseis. Esta inserção deve ocorrer basicamente para operação na base durante o período seco do ano, mas também pode haver contratação de térmicas a gás natural para operarem na ponta do sistema em detrimento a contratação de térmicas movidas por derivados do petróleo.

Nestes termos, devido aos usos múltiplos do gás natural, é desejável que no bojo de uma política energética nacional, seja também estabelecida uma política estratégica gasífera que aponte as prioridades de uso destes recursos energético futuramente abundante e dê as diretrizes para coordenação entre as cadeias energéticas envolvidas.

II.2 Bioeletricidade Sucroenergética

A eletricidade produzida nas usinas sucroenergéticas é por definição um processo eficiente e sustentável em termos ambientais por se tratar de uma produção de energia a partir da biomassa residual da produção de etanol e de açúcar utilizando o processo de co-geração. As usinas do setor sucroenergético são historicamente auto-suficientes em termos energéticos atendendo a demanda por energia mecânica, elétrica e térmica a partir da queima do bagaço da cana. Durante muitos anos devido à impossibilidade de comercializar excedentes de energia elétrica e à necessidade de dar um destino ao resíduo do processo produtivo do açúcar e etanol, a opção foi a utilização de tecnologias de co-geração de menor eficiência, com o objetivo de maximizar a queima do bagaço. Entretanto, a reforma do setor elétrico a partir de 2004 e o ciclo expansivo do setor sucroenergético criaram condições favoráveis para a realização de investimentos em plantas de co-geração mais eficientes do ponto de vista energético com o objetivo de comercializar a bioeletricidade diretamente no setor elétrico.

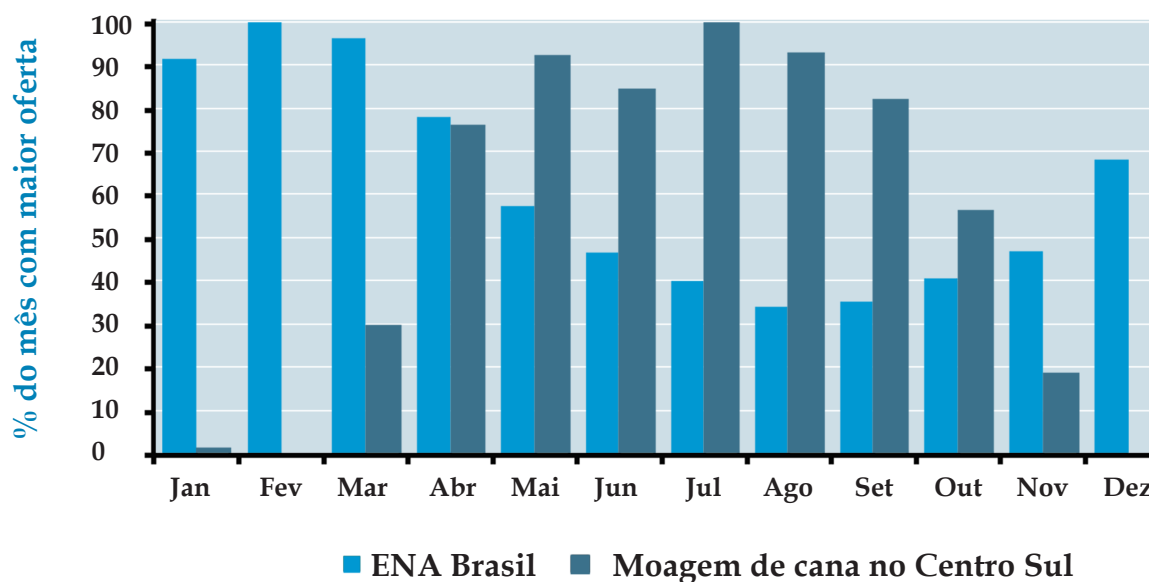
Sob a ótica do setor elétrico, a principal importância da bioeletricidade sucroener-

⁹ No caso de usinas contratadas para operarem na base, deve se priorizar usinas ciclo combinado por serem mais eficientes. Porém, este tipo de usina demora mais a pegar carga não se adequando para operar na ponta do sistema.

¹⁰ A produção de 1 MWh a partir de gás natural emite 400 kg a partir do ciclo combinado e 440 kg de CO₂ em ciclo aberto. Por sua vez, uma usina a óleo emite 550 kg de CO₂ e uma térmica a carvão 800 kg de CO₂ para a produção da mesma quantidade de energia.

gética é sua intrínseca complementaridade com o parque hidroelétrico. A safra sucroenergética na Região Centro – Sul ocorre entre os meses de maio e novembro, coincidindo com o período seco da região. A geração de bioeletricidade representa de forma bastante objetiva “poupança” de água nos reservatórios. Esta complementaridade pode ser comprovada através do Gráfico 5.

Gráfico 5
Safra de Cana e Energia Natural Afluente



Fontes: Elaborado pelo GESEL-UFRJ com base no histórico da operação em 2008 (ENA) do ONS e pela moagem de cana da safra 2007/2008 no Centro-Sul sistematizado pela UNICA.

O potencial de geração de bioeletricidade nos próximos anos será função da tecnologia empregada e da disponibilidade de biomassa. Em termos de paradigma tecnológico, as plantas com o intuito de garantir apenas a sua auto-suficiência energética empregam a tecnologia de contrapressão com caldeiras de baixa eficiência capazes de gerar algo em torno de 15 kWh, suficiente somente para atender ao consumo de energia elétrica da planta. Em contrapartida, a tecnologia de extra-condensação com caldeiras de maior pressão, que vem sendo empregadas nos novos projetos, é capaz de gerar 80 kWh excedentes de energia elétrica por tonelada de cana processada utilizando praticamente a mesma quantidade de bagaço que as plantas com baixa pressão. Por outro lado, ao se considerar a possibilidade de utilização da palha que atualmente não é recolhida ficando no campo, a geração de energia elétrica excedente com esta tecnologia mais eficiente poderá atingir valores próximos a 200 kWh por tonelada de cana.

No que se refere à disponibilidade de biomassa, o ciclo expansivo do setor sucroenergético, baseado essencialmente no crescimento do mercado interno de etanol com a

difusão dos veículos *flex fuel* a partir do final de 2003, garante uma oferta crescente de biomassa canavieira. De acordo com KITAYMA (2008), na safra 2020/21 estima-se que deverão ser processadas cerca de 1 bilhão de toneladas de cana de açúcar. Soma-se a esta expansão da colheita de cana, uma oferta adicional de biomassa oriunda do gradativo fim da prática das queimadas na colheita de cana de açúcar¹¹ e a adoção da colheita mecanizada. Este movimento irá permitir o aproveitamento da palha como insumo energético.

Com base nos pressupostos de utilização da tecnologia de extra-condensação e de utilização de 75% do bagaço e 50% da palha disponíveis, é possível se estimar o potencial teórico da bioeletricidade sucroenergética para os próximos anos, conforme indicado na Tabela 3.

Tabela 3
Estimativas do Potencial da Bioeletricidade Sucroenergética
(em milhão de Ton e MWmed)

Safra	Cana (em milhões de toneladas)	Potencial de Geração (em MWmed)
2012/13	696	9.642
2015/16	828	11.484
2020/21	1038	14.379

Fonte: Elaborado por GESEL-IE-UFRJ a partir de dados da UNICA.

No entanto, é preciso examinar com cautela o percentual do potencial teórico que de fato poderá ser viabilizado e transformado em bioeletricidade. Explica-se: novas usinas sucroenergéticas já contemplam a comercialização de bioeletricidade em seu plano de negócios e investem em plantas de co-geração de extra-condensação com caldeiras de alta pressão e constroem plantas de produção de etanol e de açúcar eficientes em termos de consumo energético. Entretanto, grande parte da moagem ocorre em plantas antigas que não são capazes de gerar excedentes de energia elétrica. Elas possuem plantas de co-geração que continuarão gerando energia elétrica para seu auto-suprimento de energia ainda por um longo período de tempo. Desta forma, a viabilização do potencial de geração de bioeletricidade nestas usinas irá depender basicamente de duas variáveis:

- i. Do processo de reorganização e concentração industrial que vem ocorrendo no setor e/ou
- ii. Da formulação de uma política pública, incluindo, em especial, linhas específicas de financiamento pelo BNDES.

¹¹ As usinas paulistas assinaram protocolo agro-ambiental com o Governo do Estado antecipando o fim da prática das queimadas para 2014. Atualmente 50% da colheita da cana já é mecanizada.

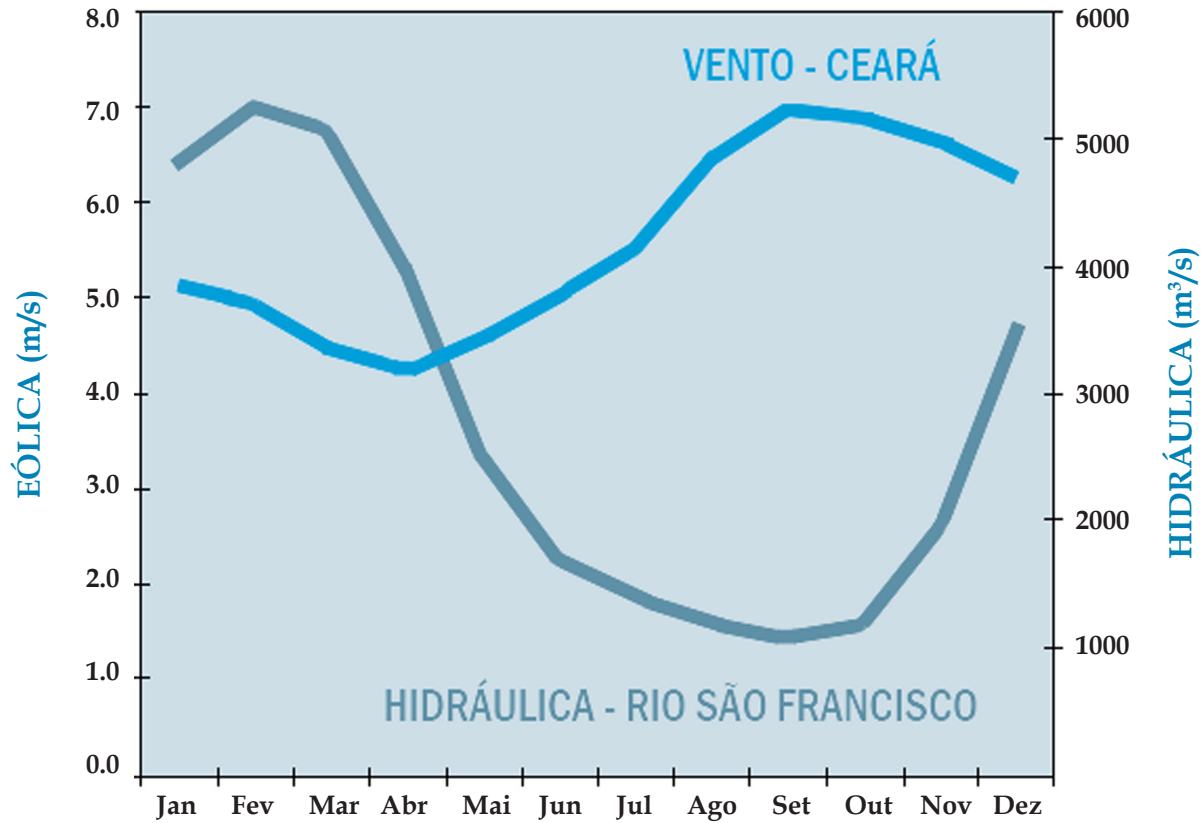
A efetiva viabilização do potencial de geração de bioeletricidade sucroenergética é relevante para o setor elétrico brasileiro essencialmente por ser uma fonte de energia com aptidão para operar na base do sistema durante o período seco do ano. Entretanto, a eletricidade gerada a partir da biomassa residual da produção de etanol e açúcar possui outras vantagens para o setor elétrico, entre as quais, ser uma fonte de geração distribuída por grande parte das usinas estarem localizadas próximas ao centro de carga e ser uma energia neutra em carbono.

Os leilões de energia nova do tipo genérico realizados na modalidade de contratação A-3 e A-5 não têm dado o devido valor para a bioeletricidade em função de deficiências metodológicas, conforme assinalado anteriormente. A solução adotada pelas autoridades governamentais foi a realização de leilões de energia de reserva, como o realizado em 2008 exclusivamente para a bioeletricidade. De fato, leilões específicos onde a competição se dá intra-fonte e não inter-fontes são mais eficientes, na medida em que conseguem comparar plantas e energias com as mesmas características.

II.3 Energia Eólica

Assim como a bioeletricidade sucroenergética, a energia eólica é uma fonte de energia intrinsecamente complementar ao regime hídrico. Os ventos são mais intensos e regulares justamente no período seco do ano. Esta complementaridade é ilustrada no Gráfico 6 através de exemplo focado no regime hídrico do rio São Francisco.

Gráfico 6
Complementaridade entre Energia Hídrica e Eólica

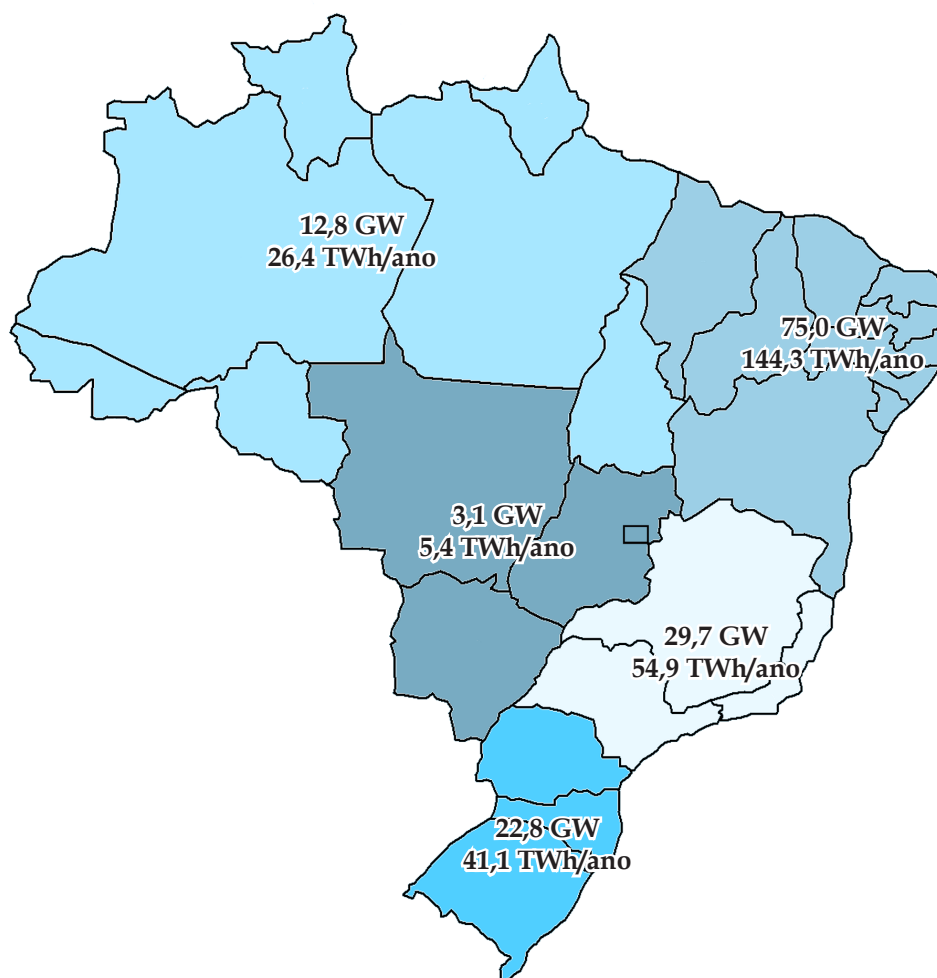


Fonte: TORRES (2009)

O potencial eólico brasileiro é estimado em mais de 143.000 MW¹². Mais da metade do potencial de geração eólica brasileira se concentra na Região Nordeste. As regiões Sudeste e Sul também apresentam significativos potenciais eólicos, conforme pode ser verificado na Figura 1. Cabe frisar, que estes dados não incluem o potencial eólico *offshore*.

¹² Estes dados foram estimados com torres de 50 metros de altura. Dada a possibilidade de se utilizar torres maiores atualmente, estes dados necessitam ser revisados. Estimativas preliminares a 100 metros indicam um potencial superior a 300 GW.

Figura 1
Potencial Eólico Brasileiro. 2007
(em GW e TWh/ano)



Fonte: Aneel (2008).

Os recursos eólicos, como qualquer fonte natural de energia, são irregulares e não controláveis. Desta forma, se torna necessário um parque gerador com capacidade instalada consideravelmente superior à demanda de ponta do sistema. O Brasil já possui alguma capacidade de reserva devido às necessidades de um parque gerador essencialmente hidroelétrico de dispor de capacidade instalada, tanto hídrica como térmica, bastante superior à demanda de ponta. Desta forma, o Brasil, possui uma condição favorável à inserção da energia eólica na medida em que não possui a necessidade de construir ou remunerar centrais térmicas de *backup* que os países da União Européia possuem, por exemplo.

Mesmo assim, cabe assinalar que embora seja significativo o potencial eólico brasileiro, há complementaridade intrínseca ao recurso eólico e um sistema de *backup* já montado, existem limitações para a inserção desta fonte no sistema elétrico por questões de ordem elétrica, principalmente para o Operador Nacional do Sistema, oriundas do caráter

intermitente do recurso eólico.

Por outro lado, é importante se considerar, que em contraste com as usinas sucroenergéticas, o potencial eólico se localiza distante dos centros de carga, necessitando de investimentos no sistema de reforços da rede. Este condicionante deve ser incorporado na análise de competitividade dos projetos.

A inserção da energia eólica na matriz elétrica brasileira se justifica pela sua complementaridade com o regime fluvial. Além disso, cabe mencionar que é uma fonte de energia que não emite gases do efeito estufa. Neste sentido, em conjunto com térmicas a gás natural e a bioeletricidade deve ter caráter prioritário na complementação do parque hídrico brasileiro.

II.4 Energia Nuclear

Frente ao desafio de garantir a segurança do suprimento de energia e, ao mesmo tempo, mitigar os efeitos do aquecimento global, a energia nuclear voltou a fazer parte dos estudos e análises do planejamento energético de muitos países. A relevância da geração elétrica a partir de recursos nucleares se dá pela elevada densidade energética¹³ deste insumo e pela não emissão de gases do efeito estufa.

O Brasil é detentor de uma das seis maiores reservas de urânio do mundo tendo prospectado menos de 50 % do território nacional. Por outro lado, construiu um complexo industrial, envolvendo, inclusive o desenvolvimento de tecnologia própria de enriquecimento de urânio. Especificamente em relação ao sistema elétrico, a energia nuclear apresenta um caráter inflexível que é compatível com a necessidade crescente de complementação da geração hídrica brasileira. Entretanto, as plantas nucleares são desenhadas para gerar durante todo o ano, ofertando energia mesmo durante a estação úmida, quando, pelo perfil projetado de expansão do parque hídrico brasileiro, haverá uma tendência ao excesso de oferta.

Desta forma, a geração nuclear é uma opção que não pode ser descartada na expansão do parque brasileiro, mas que, dada a oferta crescente de gás natural, e o potencial para bioeletricidade e energia eólica não parece constituir em prioridade para o setor elétrico. Porém, do ponto de vista do desenvolvimento tecnológico esta fonte de energia elétrica pode ser valorizada em uma política de construção pontual de novas usinas nucleares.

II.5 Carvão

As usinas termoelétricas a carvão em termos estritamente econômicos são uma boa alternativa de expansão do parque gerador brasileiro. Elas apresentam um custo variável inferior aquele verificado em térmicas movidas a outros combustíveis fósseis e são

¹³ 10 gramas de urânio possuem energia equivalente a 1.200 kg de carvão.

adequadas para operarem na base do sistema de forma complementar a geração hídrica. Em comparação com usinas movidas a gás natural, as térmicas a carvão que sejam despachadas apenas no período seco do ano possuem a vantagem do carvão ser um combustível mais facilmente estocável. No entanto, ao se avaliar as perspectivas das térmicas a carvão não se pode ignorar a vertente ambiental, na medida em que elas apresentam impactos ambientais consideráveis. Os impactos ambientais do carvão não se restringem às emissões de gases do efeito estufa. A análise ambiental da utilização do carvão deve considerar os impactos ambientais locais, entre os quais, emissão de material particulado, SOx e NOx.

Quando se analisa a tecnologia de carvão limpo, não se está referindo apenas à questão da emissão de CO₂, mas também aos poluentes locais e à introdução de mecanismos que controlam os poluentes locais. Eles apresentam um forte impacto negativo na economicidade de uma termoelétrica a carvão, significando um incremento médio da ordem 15% no custo do investimento.

Neste sentido, a maior inserção do carvão na matriz elétrica brasileira fica condicionada ao avanço tecnológico de carvão limpo, diminuindo seus custos de investimentos e aumentando assim a sua competitividade em relação a outras fontes.

II.6 Óleo Combustível

Usinas termoelétricas movidas a óleo combustível se caracterizam por um elevado custo do combustível. Este tipo de empreendimento é adequado somente para operar na ponta do sistema. Como examinado na seção anterior, os últimos leilões de energia nova contrataram um montante significativo de térmicas movidas a óleo combustível em razão de problemas metodológicos nos cálculos de ICB - Índice de Custo benefício, e não pela sua competitividade intrínseca.

Este tipo de usina deve ser descartado do processo de expansão do sistema elétrico brasileiro. Seus elevados custos variáveis são incompatíveis com geração na base no período seco, tendência esta que deverá prevalecer com a evolução projetada para o parque hídrico brasileiro. Mesmo para operar na ponta a contratação deste tipo de usina em detrimento a usinas a térmicas a gás natural que possuem menores impactos ambientais pode ser questionado.

III- Considerações Finais

A matriz elétrica brasileira encontra-se em transição, evoluindo de uma configuração onde os recursos hídricos eram responsáveis pela quase totalidade da oferta de energia ao longo do ano para uma configuração onde será necessária a diversificação do parque gerador brasileiro, sobretudo com uma complementação à geração hídrica no período seco do ano. Esta evolução ocorre essencialmente devido à impossibilidade de construção de novos reservatórios capazes de regularizem a oferta de energia ao longo de todo o ano.

Dentre as fontes passíveis de serem inseridas na matriz elétrica de forma a complementar a geração hídrica, destacam-se, pela ordem de importância estratégica, econômica e ambiental as térmicas a gás natural, bioeletricidade sucroenergética e energia eólica que devem ser priorizadas, principalmente pela possibilidade destas fontes de energia poderem operar na base de forma eficiente no período seco, ajudando assim a “poupar” água nos reservatórios.

A energia nuclear não deve ser uma opção descartada, entretanto, não se constitui em uma alternativa prioritária, mas deve ser examinada tendo em vista a busca da afirmação e independência tecnológica do Brasil. Investimentos em térmicas a carvão exigem que os projetos contemplem mecanismos de controle de poluentes locais e a sua competitividade irá depender dos ganhos de produtividade advindos da evolução tecnológica. Por fim, novos empreendimentos a óleo combustível devem ser descartados devido aos seus nocivos impactos ambientais e ao seu elevado custo.

Por último, merece destaque o processo de amadurecimento e de ajustes que a política e o planejamento energético vêm realizando. Um exemplo objetivo e concreto deste processo pode ser encontrado nas térmicas a óleo. O aumento da participação das centrais térmicas a óleo na matriz verificada de 2006 a 2008, e conseqüentemente projetada para o leilão de 2009 ocorreu em função dos problemas metodológicos nas regras dos leilões. As autoridades do setor tomaram consciência deste problema e principalmente dos resultados negativos sobre a matriz. O PND 2019, recentemente publicado pela EPE, indica claramente que este viés não irá se repetir, conforme pode-se verificar pela diminuição relativa das centrais a óleo e o aumento das energias renováveis hidroelétricas, biomassa e eólica. Neste sentido, há um claro sinal de que leilões genéricos serão evitados e que serão realizados leilões específicos por fonte com regularidade, o que será um estímulo para os empreendedores que poderão planejar seus investimentos e atar de forma mais estruturada nos próximos leilões.

Referências Bibliográficas

ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3a. Edição. Brasília, 2008.

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*. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *A Seleção de projetos nos Leilões de Energia Nova e a questão do valor da energia*. Mimeo. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2009.

CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A; BRANDÃO, Roberto; LEITE, André Luiz da Silva. *Bioeletricidade e a Indústria de Álcool e Açúcar: possibilidades e limites*. Synergia. Rio de Janeiro, 2008.

CORRÊA NETO, V; RAMON, D. *Análise de Opções Tecnológicas para Projetos de Co-Geração no Setor Sucroalcooleiro*. Setap. Brasília, 2002.

COSTA, Rafael Vale; CASOTTI, Bruna Pretti; AZEVEDO, Rodrigo Luiz Sias. *Um Panorama da Indústria de bens de Capital Relacionados à Energia Eólica*. BNDES. Rio de Janeiro, 2009.

DANTAS, Guilherme de A; CASTRO, Nivalde José de. O Uso do Bagaço e da Palha: Bioeletricidade ou Etanol Celulósico? In: *I Workshop do INFOSUCRO sobre Impactos Econômicos e Tecnológicos da Indústria Sucroalcooleira no Brasil*. Rio de Janeiro, Novembro de 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2019*. Rio de Janeiro, 2010.

GABRIELLI, J. S. *Perspectivas e necessidades de novos investimentos na produção de petróleo. Apresentação no Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social*. Rio de Janeiro, Junho de 2009.

GOLDENBERG, P; GUERRA, F. Inovação na Geração de Energia Elétrica a Partir do Bagaço de Cana. In: *I Workshop do INFOSUCRO sobre Impactos Econômicos e Tecnológicos da Indústria Sucroalcooleira no Brasil*. Rio de Janeiro, Novembro de 2008.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Global Wind 2008 Report*. Bruxelas, 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Key World Energy Statistics*. Paris, 2008.

KITAYAMA, Onorio. Bioeletricidade: perspectivas e desafios. In: *III Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica – GESEL/IE/UFRJ*. Rio de Janeiro, 2008.

