

**CONSIDERAÇÕES SOBRE A AMPLIAÇÃO  
DA GERAÇÃO COMPLEMENTAR AO  
PARQUE HÍDRICO BRASILEIRO**

Nivalde J. de Castro  
Roberto Brandão  
Guilherme de A. Dantas



# CONSIDERAÇÕES SOBRE A AMPLIAÇÃO DA GERAÇÃO COMPLEMENTAR AO PARQUE HÍDRICO BRASILEIRO

Nivalde J. de Castro  
Roberto Brandão  
Guilherme de A. Dantas

## TDSE

Textos de Discussão  
do Setor Elétrico  
Nº 15

Janeiro de 2010  
Rio de Janeiro





- Introdução ..... 7
- 1. O Parque Hídrico Brasileiro e a Questão da Regularização das Afluências ..... 8
- 2. A Diminuição da Capacidade de Regularização e seus Impactos. .... 10
- 3. O Crescimento Recente do Parque Térmico ..... 14
  - 3.1 O Impacto das Incertezas do Despacho Térmico. .... 15
  - 3.2 O Risco Financeiro de um Despacho Prolongado ..... 18
- 4. A Seleção de Fontes para Geração Complementar ..... 18
- 5. Alternativas para Regularizar a Oferta de Energia ..... 19
  - 5.1 A Importância da Geração com Sazonalidade Complementar ..... 21
  - 5.2 O Papel da Bioeletricidade na Complementaridade. .... 22
  - 5.3 A Sazonalidade Complementar da Energia Eólica. .... 23
  - 5.4 Geração Sazonalmente Complementar a Partir de Outras Fontes Térmicas. .... 24
  - 5.5 Geradoras Térmicas com Custo Variável Baixo. .... 24
- 6. A Necessidade de uma Visão Integrada do Setor de Energia ..... 25
- Considerações Finais ..... 29
- Referências ..... 30





*Nivalde José de Castro<sup>2</sup>  
Roberto Brandão<sup>3</sup>  
Guilherme de A. Dantas<sup>4</sup>*

## **Introdução**

O objetivo central deste estudo é analisar as características dos projetos de energia elétrica que seriam mais convenientes contratar para a expansão da geração não-hídrica, com o intuito de fazer com que, do ponto de vista econômico, o sistema elétrico funcione de maneira mais eficiente. Sustenta-se que o Sistema Elétrico Brasileiro – SEB – tem tradição e vocação para a geração hídrica, mas terá necessidade crescente de geração sazonalmente complementar ao regime de aflúncias. Desta forma, projetos com geração sazonalmente complementar, como por exemplo a bioeletricidade sucroenergética e empreendimentos eólicos, devem ser privilegiados, na medida em que se mostrem competitivos. Argumenta-se também sobre a pertinência da contratação de usinas térmicas com baixo custo variável de geração, cuja economicidade depende da adoção de novos mecanismos contratuais. Tais mecanismos deverão garantir maior previsibilidade de receitas para a cadeia produção e fornecimento de combustíveis, possivelmente através de uma cláusula de geração sazonalmente inflexível, complementar ao regime de águas.

O presente estudo está dividido em seis partes. Inicialmente, é examinada a característica predominantemente hídrica do parque gerador brasileiro e o risco hidrológico que lhe é inerente. Em seguida, é analisado o impacto da redução progressiva da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro. A terceira parte é dedicada à recente expansão do parque térmico (até 2008) e aos reflexos desta expansão sobre a operação do SEB. Na quarta parte são traçados os cenários para a expansão do parque gerador brasileiro. A quinta parte discute as alternativas disponíveis para a contratação de energia complementar à geração hídrica. Por fim, a sexta seção destaca a necessidade de um planejamento energético integrado, capaz de analisar em conjunto as necessidades do setor elétrico e de outros elos da indústria brasileira de energia.

Este estudo faz parte de uma linha de pesquisa que o GESEL-UFRJ vem desenvolvendo desde 2007. Outros estudos estão em processo de elaboração tratando dos seguintes temas: ICB – Índice de Custo Benefício, Garantia Física e Impacto financeiro do despacho das usinas térmicas. Estes estudos buscam examinar de forma isenta, mas crítica, os fundamentos do Modelo do Setor Elétrico do Brasil. Neste sentido, críticas e questionamentos ao presente estudo serão muito valorizadas e analisadas com atenção, pois o objetivo maior desta linha de estudo é contribuir para o desenvolvimento do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

<sup>1</sup> Este estudo foi apresentado no III Seminário Mercados de Electricidade e Gás Natural: Investimentos, Riscos e Regulação. Porto. Faculdade de Economia da Universidade do Porto. 11 e 12 de fevereiro de 2010.

<sup>2</sup> Professor da UFRJ e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia.

<sup>3</sup> Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

<sup>4</sup> Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

## 1. O Parque Hídrico Brasileiro e a Questão da Regularização das Afluências

O SEB caracteriza-se pela preponderância da geração hídrica, que corresponde a 85,5% da capacidade instalada total, complementada por geração térmica de várias fontes, conforme se pode verificar através dos dados da Tabela 1.

**Tabela 1**  
Capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional em 2007<sup>5</sup>  
(em MW e %)

Fonte	MW	Part (%)
Hidrelétrica*	81.190	85,5
Gás	8.694	9,2
Nuclear	2.007	2,1
Óleo Combustível	1.234	1,3
Carvão Mineral	1.410	1,5
Outras	462	0,5
<b>Potência Instalada</b>	<b>94.996</b>	<b>100,0</b>

\*Com a capacidade total de Itaipu  
Fonte: ONS, Operação do SIN: Dados Relevantes 2007.

Embora a capacidade instalada de fontes não-hídricas representasse em 2007 quase 27% da carga (que era de 49.736 MW méd, segundo dados do ONS), em anos normais as usinas térmicas são acionadas com baixa frequência, pois o sistema chega a ser abastecido em mais de 90% por energia de fonte hídrica, como pode ser observado na Tabela 2.

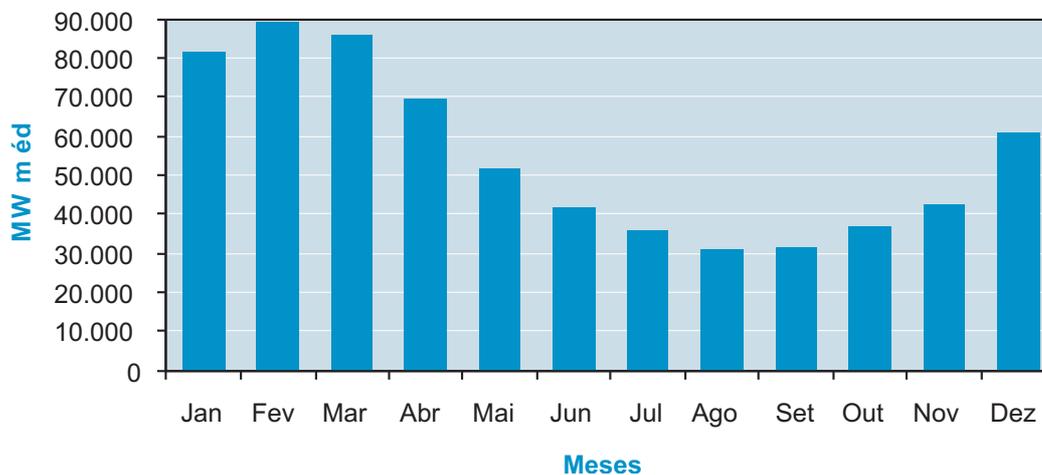
**Tabela 2**  
Geração de hidrelétrica no SIN. 2000-2008  
(em %)

Ano	Percentagem
2000	94,11
2001	89,65
2002	90,97
2003	92,14
2004	88,63
2005	92,45
2006	91,81
2007	92,78
2008	88,61

Fonte: Site do ONS: Histórico da operação.

O abastecimento de um sistema de grande porte, como o brasileiro, com cerca de 90% de energia de fonte natural é um feito notável e ímpar em termos mundiais, sobretudo levando em conta que a energia hídrica é renovável, limpa e com os menores custos de geração. No entanto, por depender das chuvas, esta energia apresenta incertezas vinculadas à não previsibilidade das chuvas. Em um ano médio, a energia hídrica que corre pelos rios com aproveitamentos energéticos (denominada Energia Natural Afluente – ENA) é até superior à carga, mas se trata de uma energia distribuída ao longo do ano de forma desigual e sujeita a níveis elevados de incerteza<sup>6</sup>.

A ENA é maior que a carga durante a estação úmida, entre os meses de dezembro e abril, mas o inverso ocorre durante a estação seca predominante, que vai de maio a novembro. Neste período, em uma média de longo prazo, a ENA é de apenas 38.609 MW<sub>méd</sub>, podendo as aflúências reais se mostrarem bastante inferiores. Para visualizar a distribuição sazonal da ENA foi construído o Gráfico 1 que exhibe a média histórica de longo prazo da ENA para cada mês. Os dados incluem todas as bacias exploradas atualmente no país. A disponibilidade de energia natural afluente, que ultrapassa os 89 mil MW<sub>méd</sub> em fevereiro, cai a um piso de pouco mais que 30 mil MW<sub>méd</sub> em agosto-setembro. Desta forma, verifica-se uma redução de 2/3 das aflúências entre o mês de pico das chuvas e o piso da seca.



**Gráfico 1** Energia Natural Afluente: média histórica anual (\*)

Fonte: Site do ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)). Dados elaborados a partir do banco de dados histórico da operação em 2008.

(\*) Inclui todos os subsistemas do SIN.

Uma característica importante do SEB é que foi desenhado para reduzir ao máximo o impacto da incerteza e da sazonalidade das aflúências através da construção de grandes reservatórios. As represas estocam água durante o período úmido, quando a aflúência é elevada, para que a água acumulada possa ser turbinada na seca, mantendo a geração de energia elétrica estável ao longo do ano. A energia potencial da água dos reservatórios é chamada de Energia Armazenada (EAR).

Na Tabela 3, verifica-se que a maior parte da capacidade de armazenamento (EAR máxima) encontra-se na região Sudeste/Centro-Oeste (69,7% do total). A EAR Máxima do Sudeste/Centro-Oeste correspondia em 2007, numericamente, a 6,2 vezes a carga deste submercado, ou seja, equivalia a mais de seis meses de atendimento à carga. A Região Nordeste também tem uma capacidade de estocagem expressiva: os reservatórios do rio S. Francisco podiam armazenar, numericamente, 4,8 vezes a carga da região em 2007 quando cheios, ou seja, abastecê-la por quase 5 meses. Já as Regiões Sul e Norte armazenam relativamente pouca água e possuem geração de energia hídrica mais dependente do regime de chuvas.

<sup>6</sup>No ano de 2008, por exemplo, os aproveitamentos existentes tinham um potencial energético de 54.830 MW<sub>méd</sub> de energia, com aflúências na média histórica de longo termo. E neste mesmo ano, a carga do SIN era um pouco menor – 50.998 MW<sub>méd</sub>. Dados compilados pelo Gesel-IE-UFRJ a partir do banco de dados do *histórico da operação* disponível no site do ONS.

**Tabela 3**  
Energia Armazenada Máxima e Carga por Sub-mercado: 2007

Regiões	EAR Máx (MW mês)	% Total	Carga (MW méd)	EAR Máx (Meses de carga)
SE/CO	190.419	69,7	30.846	6,2
S	18.425	6,8	8.168	2,3
N	12.414	4,6	3.476	3,6
NE	51.690	18,9	10.721	4,8
Total	272.314	100,0	53.211	5,1

Fonte: ONS: Situação dos Principais Reservatórios do Brasil (site ONS), ONS Dados Relevantes 2007. Elaboração: Gesel.

Com o intuito de aproveitar a diversidade de aflúências e de capacidade de armazenamento entre as bacias hidrográficas, foi construído, e vem sendo ampliado, o SIN – Sistema Interligado Nacional, que permite a intercâmbio de energia elétrica entre regiões através de linhas de transmissão em alta tensão. Esta rede reduz, a nível inter-regional, os riscos associados à sazonalidade na disponibilidade de energia e ao montante total de energia natural afluyente. Por exemplo, em sua estação úmida o Subsistema Norte exporta grandes blocos de energia excedente provenientes da UHE Tucuruí para os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Inversamente, a partir de junho, o Subsistema Norte, que tem uma estação seca longa e não dispõe de reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente as aflúências, passa a importar energia, sobretudo da Região Sudeste, que dispõe de grande capacidade de armazenamento. Estes fluxos de exportação e importação de energia, embora tenham um padrão sazonal relativamente estável no caso do subsistema Norte, podem ser mais ou menos intensos dependendo dos seguintes fatores: as aflúências; o nível corrente dos reservatórios nas diversas bacias hidrográficas e o comportamento da carga.

## 2. A Diminuição da Capacidade de Regularização e seus Impactos

O sistema de geração hídrica brasileiro passa por uma transição, no sentido de evolução, em seu padrão de expansão. A tendência é de expansão da capacidade geradora instalada sem novos reservatórios de grande porte, o que diminuirá a capacidade de regularizar a disponibilidade de energia. Esta tendência ocorrerá pela conjunção de dois fatores. Por um lado, a construção de barragens com grandes reservatórios passou a sofrer restrições dos órgãos ambientais, que condenam e impedem aproveitamentos com elevada razão entre a área alagada e a capacidade instalada. Por outro lado, o potencial hídrico remanescente concentra-se na Região Norte, onde predominam rios que cortam grandes planícies. A topografia suave da região e os baixos desníveis fazem com que mesmo represas alagando áreas extensas armazenem volumes relativamente modestos de energia, tornando a construção de reservatórios de regularização difícil de justificar.

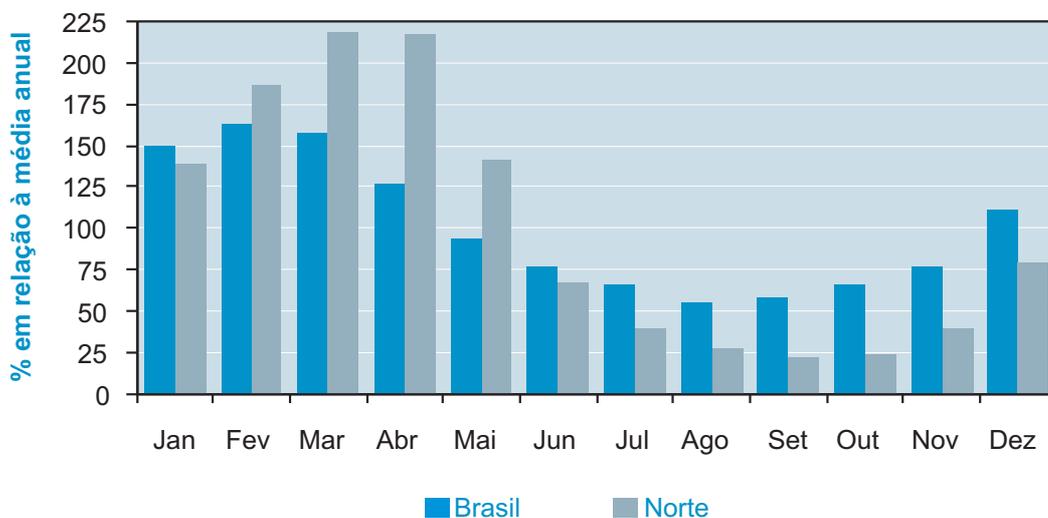
Trata-se de uma situação bastante diversa da que predominou nas principais bacias já exploradas. Nos afluentes do rio Paraná e São Francisco foi possível construir represas que preenchem vales profundos e acumulam volumes que, pela existência de muitos aproveitamentos a jusante, resultam em grandes estoques de energia. Na realidade, apenas seis reservatórios são responsáveis por 52% de toda a EAR – Energia Armazenada – do Sistema Interligado. São eles: Emborcação, Nova Ponte e Itumbiara, no Rio Paranaíba; Furnas, no Rio Grande e; Três Marias e Sobradinho, no Rio São Francisco.

Portanto, o potencial hidráulico remanescente se encontra em uma região que se presta mal à construção de um sistema de geração hídrica plenamente regularizada e as oportunidades para construção de grandes reservatórios que por ventura aí existam dificilmente serão viabilizadas em função das crescentes restrições ambientais. A consequência é que as novas hidrelétricas da Região Norte do país terão grande capacidade instalada, mas pouca geração efetiva no período seco.

O exemplo mais emblemático e paradigmático dentre as grandes usinas hoje em operação é a Usina de Tucuruí, que teve recentemente sua capacidade instalada ampliada para 8.340 MW. Esta capacidade pode ser plenamente utilizada na estação úmida, mesmo vertendo água copiosamente. Mas a geração fica restrita a pouco mais de 2.000 MW médios na seca, como consequência do regime de águas da bacia do Tocantins e da inexistência de reservatórios capazes de compensar a sazonalidade das vazões naturais.

Outro exemplo desta tendência é a futura UHE de Belo Monte. Trata-se do único aproveitamento previsto para o Rio Xingu, a ser construída em um ponto do rio onde a vazão média é de quase 18 mil m<sup>3</sup>/s no auge período úmido (entre março e maio). Mas a vazão cai a menos 1,1 mil m<sup>3</sup>/s no auge da seca (entre setembro e outubro). E não existem projetos de reservatórios capazes de regularizar a vazão deste rio, assim como não há planos para a construção de reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente a vazão dos rios Madeira, Tapajós e Teles Pires, que constituem as principais frentes de avanço da fronteira hidroelétrica na Amazônia.

Outra mudança importante que a incorporação das hidrelétricas da Região Norte trará ao sistema hídrico será um aumento do contraste entre a energia disponível no período úmido e no período seco. O Gráfico 2 compara a ENA da Região Norte, hoje restrita ao Rio Tocantins, com o regime hídrico médio brasileiro. Embora exista alguma diversidade hidrológica entre os regimes de chuvas das diversas bacias da Região Norte, a cheia chega um pouco antes no Madeira, por exemplo, eles não fogem muito do padrão do Tocantins. O contraste entre a energia disponível nos meses de aflúências mais intensas, que no Tocantins são entre os meses de janeiro e maio contrastam fortemente com as aflúências da estação seca. Durante o período das águas, as aflúências são 180% da média anual (138% no Brasil), enquanto no período seco, entre junho e dezembro, elas são apenas 42% da média anual (73% no Brasil), chegando a apenas a 24% entre agosto e outubro (60% no Brasil)<sup>7</sup>.

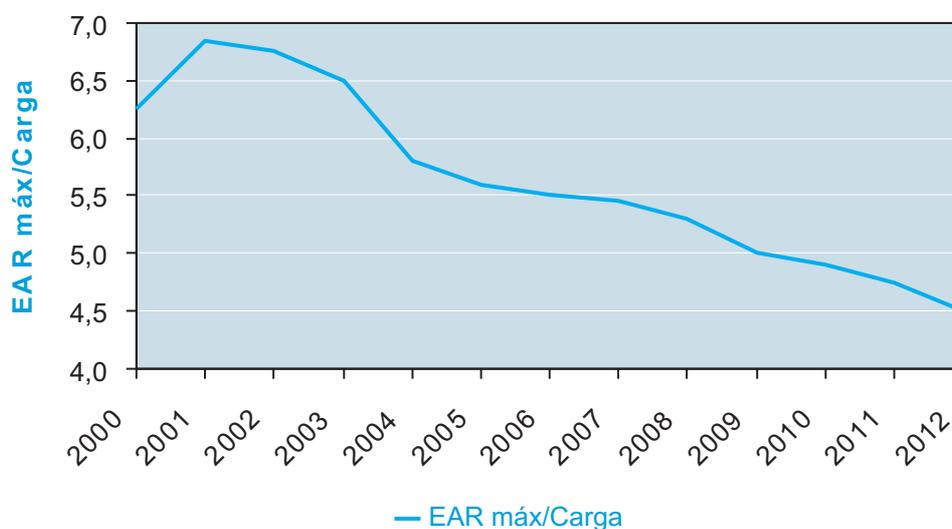


**Gráfico 2** Energia Natural Afluyente: comparação da média de longo termo entre Brasil e Região Norte. (em % da média anual)

Fonte: Site do ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)). Dados elaborados a partir do histórico da operação em 2008.

<sup>7</sup> Esse contraste entre a disponibilidade de energia natural entre a cheia e a seca pode ter seu efeito prático reduzido na medida em que as novas hidrelétricas sejam dimensionadas para verter água na cheia, como é o caso das usinas do Rio Madeira. A diminuição da incerteza hidrológica que resulta desta tendência para a introdução de usinas desenhadas para turbinar apenas parte do volume de águas na cheia será analisada mais à frente.

Neste sentido, frente à sazonalidade da disponibilidade de energia das novas geradoras hídricas e à inexistência de reservatórios capazes de estocar esta energia, pode-se concluir que o SEB precisará cada vez mais de recursos alternativos de geração no período seco. O Gráfico 3 mostra claramente que o avanço da fronteira hidrelétrica na Amazônia aprofundará a tendência à diminuição da capacidade de regularização que já vem sendo observada ao longo dos últimos anos. A evolução da carga não tem sido acompanhada por um aumento correspondente na capacidade de armazenamento do SIN: em 2000 os reservatórios eram capazes de armazenar, numericamente, mais de seis vezes a carga, mas em 2012, já incorporando as usinas contratadas nos leilões de energia nova realizados, estima-se que eles consigam armazenar, numericamente, apenas 4,5 vezes a carga. Nos anos subsequentes, o crescimento da carga sem a construção de reservatórios importantes diminuirá ainda mais capacidade de regularização da energia disponível com base apenas na estocagem de água.



**Gráfico 3** Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios  
EAR – Energia Armazenada – Máxima Brasil sobre carga do SIN

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

Dado que as usinas a fio d’água da Região Norte terão geração concentrada entre os meses de janeiro e maio, um recurso possível é promover transferências maciças de energia através da Rede Básica do SIN para acumular energia nos reservatórios existentes em outras regiões<sup>8</sup>.

Os estoques acumulados na época das águas em reservatórios fora da Região Norte poderiam ser usados depois para garantir o abastecimento durante os meses de afluências menores. Esta é, de fato, uma alternativa, mas trata-se de uma prática operativa que tem pelo menos duas limitações importantes.

Em primeiro lugar, há que levar em conta que muitos dos reservatórios atuais, e dentre eles todos os seis grandes mencionados acima, não se prestam bem a uma operação em regime estritamente anual, isto é, estocando na estação chuvosa uma energia destinada à geração na estação seca seguinte. Isto porque em alguns casos a razão entre o volume útil de armazenamento d’água e as vazões naturais torna impossível garantir um enchimento pleno em apenas uma estação chuvosa. Há represas, como Furnas, Nova Ponte e Serra da Mesa, em que nem mesmo a operação à vazão mínima durante todo o período úmido é capaz de assegurar um reenchimento completo. O mesmo se aplica aos sistemas de acumulação do Paranaíba (Emborcação, Nova Ponte, Itumbiara) e do São Francisco (Três Marias e Sobradinho) vistos como um todo.

<sup>8</sup> Isto já vem sendo feito com energia de Tucuruí, que é exportada em grande parte para o Nordeste, viabilizando o rápido aumento da EAR na bacia do São Francisco.

Em segundo lugar, ainda que a EAR se encontre em níveis relativamente elevados ao fim da estação úmida, esta energia pode estar distribuída de forma tal entre os diversos reservatórios que o sistema hídrico não tenha como atender sozinho à carga durante a seca sem recorrer à geração não-hídrica complementar. Trata-se de um fenômeno que deve se manifestar e intensificar na medida em que a carga aumente, aparecendo primeiro como uma dificuldade para atender à carga no horário de ponta no auge da estação seca apenas com geração hidrelétrica. Isto porque a existência de muita água nos reservatórios não altera o fato de que muitas das novas usinas hidrelétricas terão reduzida capacidade de gerar no período seco, uma vez que a geração a fio d'água está estritamente vinculada à afluência local do momento.

Por esta razão, na estação seca a carga terá que ser atendida basicamente por usinas situadas nas bacias regularizadas e por termoeletricas. E o montante de energia que o sistema hídrico poderá gerar instantaneamente dependerá essencialmente da capacidade de geração efetiva das usinas nas bacias regularizadas, que não deve crescer de forma apreciável no futuro, em função das duas razões apresentadas: restrições ambientais e posição geográfica.

### Box 1

#### A Crescente Necessidade de Complementação do Parque Hídrico Brasileiro

O impacto do fim da construção de grandes reservatórios e da diminuição da razão entre a EAR – Energia Armazenada – e a carga parece estar sendo subestimado pelos modelos computacionais de planejamento da geração. O *Newave* não modela de forma precisa, nem as restrições hidráulicas que o Operador Nacional do Sistema tem para deslocar grandes blocos de energia de um aproveitamento a fio d'água para estocá-los em outros reservatórios, nem a impossibilidade prática de utilizar os estoques de energia existentes fora da cascata local.

O *Newave* simula o parque hídrico de cada sub-mercado como uma grande hidrelétrica com um único reservatório e calcula a necessidade de despacho térmico como uma função das afluências e do nível corrente deste reservatório virtual. Em linguagem mais técnica, a função de custo futuro traça uma curva que relaciona a variável que define o despacho térmico, o CMO – Custo Marginal de Operação – ao nível corrente de armazenamento do reservatório virtual correspondente a um sub-mercado. Nesta modelagem simplificada, algumas restrições hidráulicas não são consideradas. É um pouco como se uma usina pudesse usar o reservatório de outras usinas da mesma região, seja para estocar o excedente de energia, seja para acionar suas turbinas. A visão simplificada do armazenamento de um sub-mercado como um reservatório virtual único é perfeitamente adequada enquanto não são modeladas situações em que resultam grandes e rápidas variações na EAR. Nestas situações-limite, onde há muita energia disponível para ser acumulada, ou onde é preciso fazer uso muito rapidamente da EAR, as características hidráulicas de cada aproveitamento acabam sendo determinantes para as possibilidades reais de operar o sistema.

Com a proliferação de usinas a fio d'água e a diminuição da razão entre EAR – Energia Armazenada – máxima e carga, aumentam as diferenças entre o funcionamento do sistema modelado desta forma simplificada e o sistema real. Acumular rapidamente a energia excedente das usinas a fio d'água durante a estação úmida é mais difícil na prática do que parece no modelo. E na estação seca não é possível usar a EAR do reservatório virtual para gerar com toda a potência das usinas do sub-mercado: pode não haver água suficiente para acionar turbinas das geradoras a fio d'água em cascatas isoladas, com pouca regularização local, ou que não tenham um reservatório de acumulação à montante com vazão ou nível de armazenamento corrente compatível.

Isto ajuda a entender porque a importância da contratação de geração sazonalmente complementar à hídrica ainda não foi captada pelo planejamento da expansão da geração. Por exemplo, no Plano Decenal 2008/2017 são projetadas uma carga de 80.111 MW<sub>méd</sub> e uma demanda na ponta de 98.655 MW<sub>méd</sub> em 2017. A composição do parque gerador planejado para a época tem muitas usinas a fio d'água, na maior parte em bacias pouco ou nada regularizadas, pouco acréscimo de capacidade de armazenamento de energia, pouca geração térmica de base e muita geração térmica flexível de custos elevados. Ocorre que o atendimento de uma carga e de uma ponta 53% maiores que em 2008, dificilmente poderá ser feito na estação seca sem o uso maciço e sistemático do parque térmico, pois ultrapassa a capacidade de geração das usinas em bacias bem regularizadas somada à capacidade das térmicas de baixo custo e inflexíveis. No entanto, o planejamento não capta o impacto nos custos com a geração térmica que ocorreria neste cenário sequer para o atendimento da ponta. A razão provável é que a operação agressiva dos reservatórios virtuais não coincide com a operação real do sistema.

### 3. O Crescimento Recente do Parque Térmico

Frente à diminuição da capacidade do sistema hídrico regularizar a disponibilidade de energia, a diversificação da matriz se torna uma necessidade imprescindível. E a questão central que se coloca é definir qual a melhor forma de fazer e contratar esta diversificação. Na prática, a diversificação da matriz tem sido feita pela ampliação do parque de geração térmica, sobretudo na forma de usinas movidas a gás natural e, mais recentemente, a óleo combustível via contratos por disponibilidade.

O parque térmico brasileiro pode ser dividido em dois tipos de usinas:

1. *térmicas inflexíveis*, que devido às suas características técnicas (co-geração, energia nuclear), ou em respeito às cláusulas *take-or-pay* em seus contratos de fornecimento de combustível, operam de forma contínua;
2. *térmicas flexíveis*, que só são chamadas a despachar, seja por razões elétricas, seja quando o Operador do Sistema indica que isto é recomendável, para manter baixo o risco de desabastecimento.

As térmicas inflexíveis funcionam como *fonte regular de energia*, não estando sujeitas às incertezas do regime de chuvas. Graças a esta previsibilidade no suprimento de energia, estas usinas podem atender diretamente a carga, sem necessidade de complementação ou regularização.

Já as térmicas flexíveis constituem uma *reserva de energia*. Sua contratação permite que o sistema atenda uma carga maior, mesmo tendo elas um despacho apenas eventual. Quando a energia total disponível (incluindo o sistema hídrico e as térmicas inflexíveis) permite garantir a segurança do suprimento, estas térmicas não são despachadas, podendo ficar ociosas por longos períodos, anos inclusive, caso persistam condições energéticas favoráveis. Mas quando a energia total disponível das fontes naturais e regulares não é suficiente para manter a segurança do abastecimento estas usinas são chamadas a operar. Portanto, as térmicas flexíveis reforçam o balanço de energia apenas nos cenários adversos. A este acréscimo de segurança também corresponde um aumento na capacidade de atendimento de carga pelo sistema e é este o fundamento para elas comercializem uma energia virtual, isto é, não correspondente à geração efetiva.

O parque térmico já tem hoje um peso considerável na matriz de geração brasileira, conforme os dados apresentados na Tabela 4. Em 2007 o Sistema Interligado contava com 13.344 MW de capacidade instalada entre todos os tipos de usinas térmicas. Até 2013, em razão das contratações feitas nos leilões de energia nova e da incorporação das térmicas hoje em sistemas isolados, o parque térmico crescerá muito, como se pode constatar pela Tabela 4<sup>9</sup>.

**Tabela 4**  
Sistema Interligado Nacional:  
Parque térmico previsto em 2013

Dados do Parque de Termelétricas	Quant.	Unidade
Potência Instalada Efetiva	32.759	MW
Disponibilidade	30.012	MW méd
Disponibilidade de Energia Inflexível	7.333	MW méd
Disponibilidade de Energia Flexível	22.679	MW méd

Fontes: CCEE, MME, EPE, Estudos para a Licitação da Expansão da Geração. Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 de 2008. Elaboração: Gesel-IE-UFRJ.

<sup>9</sup>A estimativa inclui os empreendimentos hoje existentes, os já leiloados até 2008 e os situados nos atuais Sistemas Isolados do Acre, Rondônia, Amapá e Manaus e que serão incorporados ao Sistema Interligado até 2013. Também estão computados os empreendimentos térmicos leiloados em 2008 nos Leilões A-3, A-5 e no Leilão de Energia de Reserva.

A capacidade instalada do parque térmico em 2013 será de 32.759 MW, quase duas vezes e meia a capacidade instalada em 2007, e a disponibilidade<sup>10</sup> destas usinas atingirá 30.012 MW<sub>méd</sub>. Deste montante, 7.333 MW<sub>méd</sub> serão da modalidade inflexível. Os demais 22.679 MW<sub>méd</sub> serão de térmicas flexíveis. Estes valores indicam que o ONS poderá contar em 2013 com uma geração térmica flexível muito superior à capacidade instalada de Itaipu, que é de 14.000 MW. E estas usinas poderão gerar em um ano de hidrologia crítica mais que o dobro da produção recorde de energia de Itaipu em 2008, que foi de 10.809 MW<sub>méd</sub>.

A construção de um parque de térmicas flexíveis normalmente é considerada vantajosa, pois este modelo de contratação permite que só haja gastos com combustíveis fósseis quando isto é necessário para manter a segurança do abastecimento. Mas a contratação de um grande parque de térmicas flexíveis também tem suas desvantagens, que serão analisadas em seguida. A primeira delas diz respeito ao impacto da incerteza do despacho na economicidade da geração térmica. A segunda desvantagem é o risco financeiro associado a um despacho prolongado de todo o bloco térmico em caso de uma situação hidrológica adversa.

### 3.1 O Impacto das Incertezas do Despacho Térmico

A primeira desvantagem da contratação de um grande número de térmicas flexíveis é o elevado grau de incerteza quanto ao seu nível efetivo de uso e ao custo vinculado a um despacho prolongado. As térmicas flexíveis representam uma alta imobilização de capital realizada com base em uma expectativa de uso incerta. Se são computados não apenas a imobilização de capital nas instalações de geração, mas também os investimentos realizados *na cadeia de suprimento de combustíveis*, o impacto da incerteza financeira quanto ao nível de uso das térmicas se mostra ainda mais relevante e preocupante. De acordo com o contrato firmado entre o empreendedor e as distribuidoras, o combustível tem que estar disponível em caso de necessidade para um despacho prolongado na base do sistema. Mas, na prática, o nível de consumo efetivo está submetido a um alto grau de incerteza, com alta probabilidade de ocorrer um consumo muito baixo ou mesmo nulo em algum ano.

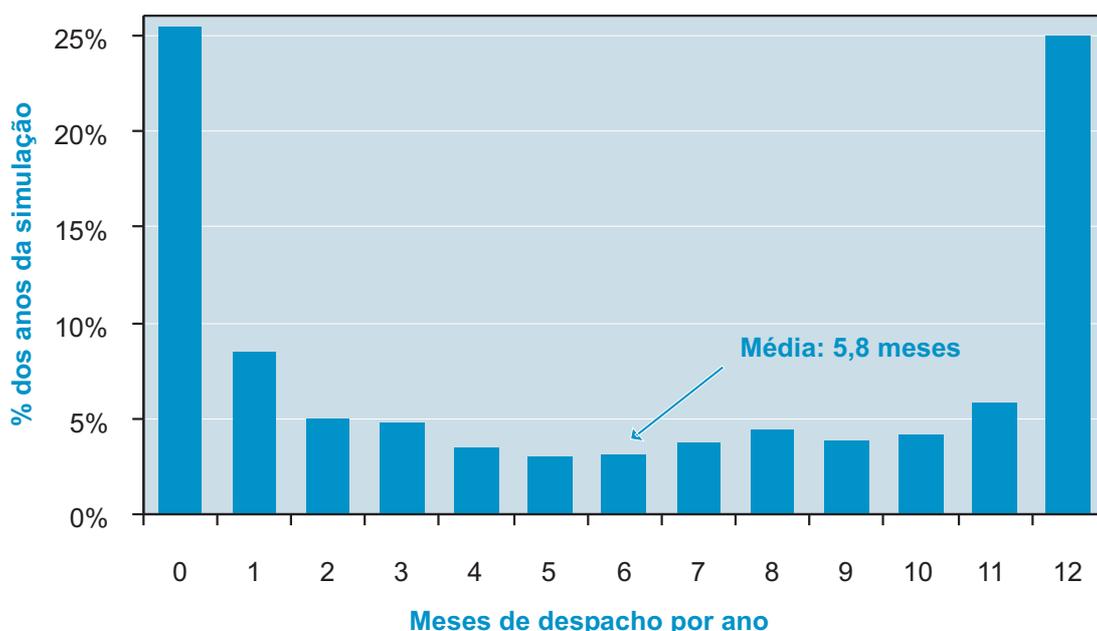
Do ponto de vista da cadeia produtiva, para atender uma usina térmica de gás natural, é preciso construir uma complexa e cara infra-estrutura de produção e transporte sem que exista uma garantia firme de consumo. Esta incerteza está associada à possibilidade de ocorrerem chuvas abundantes, tornando a geração termoeletrica flexível dispensável. O custo desta ociosidade torna-se evidente na medida em que a oferta brasileira de gás natural apresenta reduzida flexibilidade. Há ausência de capacidade de estocagem, 75% da produção é associada à exploração do petróleo, há uma cláusula de *take-or-pay* em parte da importação de gás boliviano e a produção *onshore* da Amazônia de gás não associado ao petróleo fica distante dos grandes centros de consumo. A solução encontrada para garantir o abastecimento das térmicas flexíveis, a instalação de plantas de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) importado, recai no mesmo problema: elas evitam investimentos na produção de gás, mas ainda assim são instalações caras, que podem vir a operar com níveis de ociosidade intoleravelmente elevados.

Situação semelhante ocorre com a cadeia de abastecimento de óleo combustível, que constitui a nova tendência para a expansão da geração flexível: é preciso manter a logística de transporte e de estocagem pronta para um uso intenso e prolongado que só se materializará se houver uma seca forte, fenômeno com baixa probabilidade de ocorrer.

Os gráficos a seguir ilustram as incertezas e o alto grau de aleatoriedade quanto ao despacho de usinas térmicas. Os dados foram compilados a partir dos cenários de CMO – Custo Marginal de Operação – do Submercado SE-CO utilizados para cálculo da Garantia Física das usinas inscritas no Leilão de Energia Nova A-3 de 2008. Os gráficos 4 e 5 ilustram a expectativa de funcionamento para duas térmicas com custo baixo ou intermediário e, portanto, com geração eficiente.

<sup>10</sup>A disponibilidade é um indicador sobre a produção esperada de uma planta produtiva já prevendo paradas para manutenção preventiva ou por quebra de equipamento. A disponibilidade de uma usina é a mínimo que uma usina pode gerar sem ficar sujeita a multas quando ela for efetivamente chamada a despachar.

O Gráfico 4 apresenta um histograma da simulação do despacho da térmica de CVU – Custo Variável Unitário a R\$ 90/MWh. O funcionamento da UTE foi simulado em duas mil séries de CMO com cinco anos cada. O histograma exibe a frequência em que, nestes dez mil anos, a usina seria despacha entre zero meses (ociosidade total) e 12 meses (despacho na base durante todo o ano).

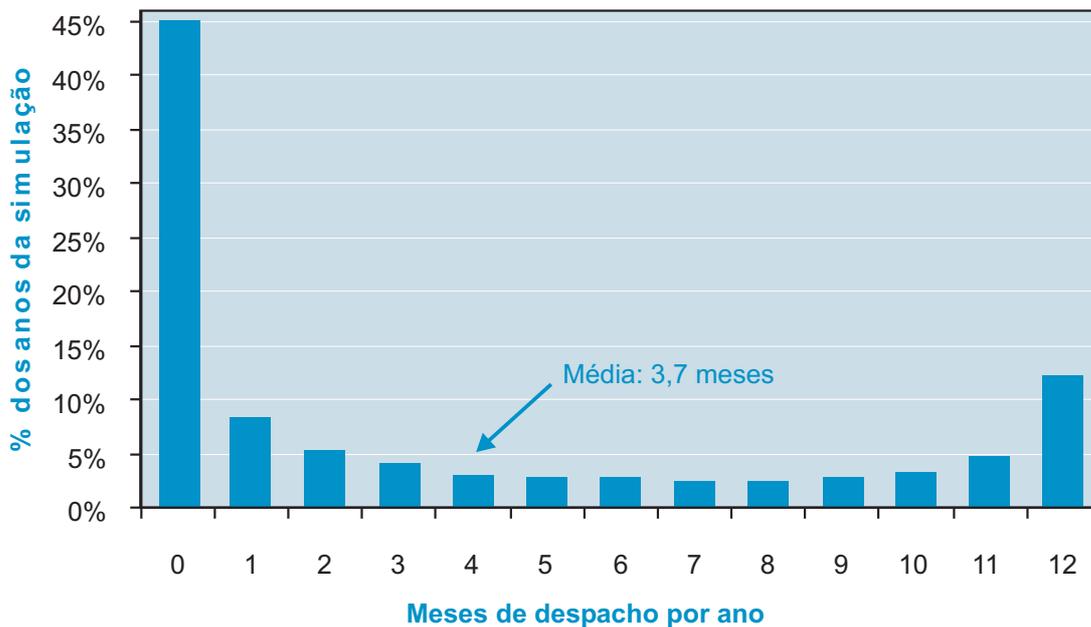


**Gráfico 4** Meses de despacho por ano em simulação de dez mil anos  
Usina térmica com CVU de R\$ 90/MWh

Fonte: EPE, Cenários de CMO para o sub-mercado SE-CO para cálculo da Garantia Física do leilão de A-3 de 2008.  
Elaboração Gesel-IE-UFRJ.

Verifica-se, claramente, através do Gráfico que *o despacho médio não é um cenário típico*. Na média uma térmica flexível com CVU de R\$ 90/MWh será despachada por 5,8 meses ao ano, mas a probabilidade de em um ano qualquer haver despacho durante 5 e 7 meses, valores próximos à média, é menos que 10%. Este comportamento contraria a intuição usual que associa as medidas de tendência central (média ou mediana) a valores típicos. Neste caso, a média é um valor atípico e os cenários mais típicos são os que a usina térmica irá despachar na base durante todo o ano (probabilidade de 25,5%) ou fique totalmente ociosa (probabilidade de 25,0%). Os demais cenários, despacho entre 1 e 11 meses no ano, têm, *somados*, uma probabilidade de ocorrência inferior à de acertar o resultado de um lançamento de moeda.

O Gráfico 5 exibe o histograma de despacho anual para a térmica flexível com CVU de R\$ 140/MWh. Novamente, o que se constata é que a média (despacho por 3,7 meses) é um cenário bastante improvável. O mais típico é a ociosidade total (45,3% dos cenários) ou o despacho na base durante todos os doze meses do ano (12,3% dos cenários).



**Gráfico 5** Meses de despacho por ano em simulação de dez mil anos  
Usina térmica com CVU de R\$ 140/MWh

Fonte: EPE, Cenários de CMO para o sub-mercado SE-CO para cálculo da Garantia Física do leilão de A-3 de 2008.  
Elaboração Gesel-IE-UFRJ.

O impacto nocivo da incerteza quanto ao nível de despacho das usinas térmicas flexíveis na cadeia de suprimento de combustíveis é um fenômeno que não tem sido devidamente avaliado em toda a sua extensão. É surpreendente e preocupante que as empresas do ramo de combustíveis tenham se comprometido com contratos para abastecer um parque de térmicas flexíveis de grande porte, como o que foi contratado nos leilões A-3 e A-5 de 2007 e 2008, tendo como base um padrão de consumo tão errático. Possíveis razões para este comportamento podem estar associados a dois fatores:

1. não se percebeu o grau de imprevisibilidade do despacho das novas termoelétricas, possivelmente devido à intuição comum de que o consumo médio esperado, algo facilmente calculável a partir de cenários de preço do *Nemave*, corresponde a um consumo típico; ou,
2. não se teve a percepção e avaliação de que as usinas térmicas viriam rapidamente a representar uma parcela importante do potencial de consumo de alguns combustíveis.

Como resultante, o impacto no custo e na logística do suprimento de combustíveis pode não ter sido devidamente avaliado na sua relevância. Mas na medida em que cresceu o parque térmico, aumenta a dimensão do problema, tendendo a tornar-se um risco financeiro elevado e não dimensionado para o SEB.

O setor de gás natural associada à geração térmica ilustra as preocupações examinadas. Com a construção de inúmeras usinas térmicas a gás nos últimos dez anos, aproximadamente 40% do consumo potencial de gás natural no Brasil até início de 2009 seria para geração de eletricidade. Mas trata-se de um potencial de consumo altamente volátil. Este consumo tanto pode não se materializar como pode requerer um grande esforço para atender a um despacho na base por vários meses. Na prática, o setor de gás não pode contar com a receita de eventuais vendas de gás para geração de energia elétrica para amortizar os vultosos investimentos realizados. Estas incertezas quanto ao consumo de gás natural pelo SEB tendem a dificultar o planejamento energético e conseqüentemente a inclusão do gás na matriz de geração de eletricidade, em especial com as possibilidades de aumento da produção nacional do gás natural que se colocam no cenário energético brasileiro.

Fenômeno análogo pode vir a ocorrer na cadeia de suprimento do óleo combustível: o consumo potencial das novas térmicas contratadas em 2007 e 2008 é de tal magnitude que exigirá investimentos elevados em logística e

estoques apenas para atender a estes novos consumidores. No entanto, estes investimentos terão que ocorrer sem que existam garantias concretas sobre o volume e periodicidade do consumo deste insumo energético. Na medida em que os fornecedores de combustíveis precifiquem corretamente a necessidade de garantia de suprimento sem a contrapartida de garantia ou previsibilidade de consumo, a contratação de térmicas flexíveis tende a ser muito cara, onerando assim o consumidor de energia elétrica. Por outro lado, as usinas térmicas a óleo podem representar um risco para o sistema elétrico, já que as dificuldades dos fornecedores em rentabilizar seus investimentos podem levar a problemas de abastecimento justo no momento em que estas usinas forem chamadas e obrigadas a despachar pelo ONS.

As experiências recentes em relação ao gás natural durante a Crise da Bolívia e no verão 2007-2008 demonstram o risco que uma eventual falha no suprimento de combustíveis para termoeletricas em proporções maiores pode vir a representar para o sistema elétrico.

### 3.2 O Risco Financeiro de um Despacho Prolongado

A segunda desvantagem do crescimento do parque térmico flexível é o aumento da volatilidade dos custos do sistema. Em anos com hidrologia adversa, mesmo as térmicas mais caras podem ser despachadas durante meses e o custo associado a esta geração terá impactos financeiros significativos. Nos momentos em que ocorrer um acionamento do conjunto das térmicas já contratadas, o custo global do sistema terá um aumento significativo, gerando um risco financeiro para os agentes econômicos que tenham que arcar com estes custos adicionais.

A contratação de grande quantidade de usinas térmicas flexíveis principalmente em 2007 e 2008 não parece ser a melhor forma de diversificar a matriz do ponto de vista econômico. Numa perspectiva de planejamento energético integrado, que contemple tanto a cadeia de valor do setor elétrico como a do setor de combustíveis, a contratação de usinas térmicas de combustível fóssil é uma alocação de capital altamente ineficiente. E o impacto nos custos e a incerteza para o setor elétrico são significativos, sendo por si só suficiente para desaconselhar que a diversificação da matriz repouse em térmicas flexíveis, sobretudo nas que têm altos custos de geração e que, portanto, geram despesas extraordinárias elevadas quando despachadas por longos períodos.

## 4. A Seleção de Fontes para Geração Complementar

O fim da construção de hidroelétricas com grandes reservatórios coloca uma necessidade real e objetiva na diversificação da matriz elétrica brasileira. Contudo, conforme analisado anteriormente, a diversificação através da contratação de grande capacidade instalada de térmicas flexíveis com geração cara não é a alternativa mais eficiente do ponto de vista econômico e ambiental. Desta forma, torna-se essencial definir critérios para selecionar outras fontes e/ou outras formas de contratação para a expansão da geração de energia dentro de parâmetros de maior eficiência econômica, elétrica e ambiental.

Neste sentido, será adotada nesta parte do estudo uma visão de longo prazo para a expansão da matriz numa perspectiva de caráter eminentemente qualitativo. Parte-se do importante trabalho que a EPE e o MME vêm realizando, materializado no Plano Nacional de Energia 2030 e no Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. Os supostos básicos destes planos são usados e incorporados na presente análise, em especial o de que a carga crescerá bastante em um horizonte de dez a vinte anos e que a matriz de geração continuará predominantemente hídrica. Assume-se que o potencial hídrico voltará a ser explorado e que ao menos uma parte importante dos aproveitamentos remanescentes será construída. Com isto haverá aumento na oferta de energia de usinas hidrelétricas, do tipo fio d'água em bacias não regularizadas, que conformará uma geração hídrica sazonal.

A diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios e a concentração da nova geração hídrica na estação chuvosa da Região Norte terão importantes consequências para a expansão da geração. A idéia central do presente estudo é que a geração de fonte hídrica não será suficiente para abastecer ao crescimento da carga *de forma eficaz*.

Assim, mesmo que, por hipótese, os entraves existentes à construção de hidrelétricas fossem rapidamente removidos e que aumentasse a quantidade de projetos hídricos com licenciamento para serem leiloados, provavel-

mente não seria *desejável* expandir a geração *apenas* com hidrelétricas devido ao caráter sazonal da geração das novas usinas. A contratação de empreendimentos de fontes não-hídricas será necessária, não somente para abastecer o mercado, mas para *manter e aumentar a eficiência do próprio sistema hídrico*.

Portanto, a questão que se coloca refere-se diretamente à definição do tipo de geração complementar que convém contratar para viabilizar uma expansão otimizada do sistema. Isto não se restringe a definir as fontes, mas também passa por sugerir eventuais alterações na forma de contratação de energia, de modo a facilitar a introdução na matriz de unidades geradoras com as características técnicas desejáveis. O instrumento dos leilões de energia para o mercado regulado, que é uma das mais bem sucedidas inovações introduzidas no novo modelo do setor elétrico em 2004, pode e deve ser utilizado como parte de uma estratégia de construção de uma matriz de geração com nível máximo de eficiência no longo prazo.

O cenário-base adotado para a avaliação das alternativas disponíveis para a expansão da geração, conforme assinalado anteriormente e que teve como fundamento os Planos 2017 e 2030 da EPE, é que não existirão restrições intransponíveis para a construção de novas hidrelétricas. Assim, em um prazo de dez a vinte anos, em anos com hidrologia normal, o sistema conseguirá atender com alguma folga toda a carga durante o período úmido apenas com geração hídrica e com a energia contratada para geração inflexível, entendida e usada como uma energia de *back up*. No entanto, e este é um pressuposto importante, surgirá um *gap* crescente entre a carga e a capacidade efetiva de geração hídrica no período seco. Isto ocorrerá por duas razões:

1. as novas usinas hídricas a fio d'água não têm a opção de poupar água localmente; e
2. há limitações hidráulicas para armazenar em reservatórios remotos grandes blocos de energia excedente para uso durante o período seco, e estas limitações se mostrarão mais agudas conforme crescerem a carga e a geração sazonal a partir de usinas a fio d'água.

Neste cenário previsível surge uma necessidade crescente de geração complementar substancial em todas as estações secas.

Também será analisado um cenário alternativo, a ser tratado no item 5.5, em que há crescimento do parque hídrico, sobretudo com usinas no Norte a fio d'água, mas a velocidade do avanço é bem inferior ao crescimento da carga. Com isto, acabará se tornando frequente a necessidade de geração complementar mesmo na estação úmida.

## 5. Alternativas para Regularizar a Oferta de Energia

Foi examinado na seção 3 que as térmicas flexíveis não constituem a alternativa mais eficiente para a expansão da capacidade de geração, pelas ineficiências em termos de alocação de capital e pelos riscos financeiros que representam para o sistema. No entanto, há outro aspecto que desaconselha fortemente a contratação de muita capacidade instalada de térmicas flexíveis, sobretudo as de geração cara. Trata-se de uma *questão conceitual*, que é importante analisar, antes de um avanço no exame das demais alternativas para a expansão da geração.

No modelo brasileiro, as térmicas flexíveis são concebidas, contratadas e despachadas como uma *reserva de energia* e não como *fonte regular de energia*. No entanto, conforme assinalado anteriormente, no longo prazo será impossível atender a uma carga crescente sem dispor, em última instância, de fontes de energia primária de fontes não hídricas. E por isto, o aspecto atual mais importante da flexibilidade das térmicas, a perspectiva de garantir o atendimento de carga gerando apenas esporadicamente, pode acabar se mostrando falso.

O sistema elétrico brasileiro está em rápida expansão. Neste processo está em curso uma tendência de diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios. Neste sentido, não é adequado lastrear o aumento da carga em térmicas flexíveis concebidas como reserva de energia, se estas usinas não puderem no futuro ser utilizadas para atender diretamente à carga de forma econômica. Para examinar esta questão importante será apresentado, a seguir, um exemplo simples.

Seja um sistema baseado apenas em térmicas flexíveis e hidrelétricas, onde a fonte de energia primária é basicamente a hídrica e que não seja possível construir novas hidrelétricas. Para atender ao crescimento da carga crescente será preciso, não apenas contratar novas térmicas flexíveis, como despachar as preexistentes com frequência cada vez maior. O que equivale a transformar progressivamente o parque térmico, que no primeiro momento era uma

reserva de energia, em fonte de energia. Na prática, terá de ocorrer uma mudança na filosofia de utilização das térmicas, que deixarão de se restringir à função original.

Esta inevitável transformação pode trazer um problema: térmicas que são muito econômicas quando podem lastrear carga apenas com despacho ocasional, se mostram proibitivamente caras quando passam a operar como fonte regular de energia. Portanto, a transição do parque térmico de um papel de reserva de energia para o papel de fonte de energia só será feita de forma econômica se já existirem ou se forem contratadas *térmicas que sejam eficientes para geração na base*.

A fase atual da evolução do SEB tem algumas semelhanças com a situação descrita no exemplo acima. É verdade, que o Brasil ainda tem um grande potencial hídrico a ser explorado. Mas a geração das usinas da Região Norte é sazonal e concentrada no período úmido. Dispõe-se, portanto, de um potencial hídrico que não se presta para atender sozinho ao aumento contínuo da carga. Para atender a uma carga crescente apenas com hídricas sazonais e térmicas flexíveis será preciso que estas últimas progressivamente passem a ter uma geração sazonal complementar à oferta hídrica. Ou seja, será preciso que elas deixem de operar como reserva de energia e passem a gerar em todos os períodos secos. Corre-se no Brasil o mesmo risco apontado no exemplo anterior: o sistema tem hoje muitas térmicas que se prestam bem à função de reserva de energia, mas que se mostrarão caríssimas se passarem a ser utilizadas com regularidade.

## Box 2

### A Transição da Matriz Brasileira

Nos últimos anos, devido à inexistência de projetos de usinas hidroelétricas com licenciamento pronto para serem leiloadas, a expansão de capacidade se deu em grande medida através de térmicas flexíveis, sem vocação para geração na base. Com o crescimento da carga, a tendência natural é no sentido de empurrar estas geradoras térmicas em direção à base do sistema, fazendo com que elas gerem com uma frequência cada vez maior e superior às estimativas originais. A mudança no cálculo da Garantia Física aprovada em 2008 é uma forma, mas talvez não a mais apropriada, de lidar com este problema de custos crescentes. Anteriormente, a carga crítica do sistema, definida como a maior carga a que o sistema pode atender – e que se constitui uma informação essencial para o planejamento da geração – era calculada em uma simulação onde a variável de controle era o risco de déficit. A simulação respondia à seguinte pergunta: qual é a maior carga a que o sistema pode atender mantendo o risco de déficit no máximo em 5%? Com a introdução de mais e mais térmicas flexíveis, o cálculo da carga crítica (ou garantia física do sistema) passou a trazer implícito um Custo Marginal de Operação – CMO – médio crescente, refletindo a tendência das térmicas flexíveis caras se transformarem progressivamente em geradoras de base.

A forma encontrada de evitar um forte e imprevisível impacto nos custos foi introduzir uma segunda restrição no cálculo da carga crítica. Agora ela é calculada para o risco de déficit máximo, com a restrição adicional de que o CMO não pode ultrapassar o CME – Custo Marginal de Expansão. Este procedimento diminuiu a carga crítica, pois na prática a restrição do CMO acaba sendo mais importante que a restrição de segurança do abastecimento (risco de déficit de 5%) e impede que as térmicas caras se incorporem rapidamente à base. Entretanto, esta não parece ser uma boa solução, pois implica em manter níveis de capacidade ociosa (e de ineficiência) crescentes: é preciso incorporar mais capacidade instalada para atender à mesma carga, embora com risco de déficit menor. Um reflexo desta tendência ocorreu nos leilões de 2008, quando diversos empreendimentos térmicos tiveram a garantia física calculada em apenas metade da potência instalada. Se não houver uma reversão na tendência à contratação maciça de térmicas flexíveis, a capacidade ociosa projetada só fará aumentar para manter os custos médios baixos. Se a expansão do sistema ocorrer sem a introdução de fontes regulares de energia ou de térmicas flexíveis de baixo custo de geração, o atendimento de uma carga adicional só poderá ser feito com CMO médio crescente e isto mesmo com risco de déficit zero.

No entanto, a questão fundamental é que as opções disponíveis para a expansão do sistema brasileiro não se resumem à contratação de térmicas flexíveis, concebidas originalmente como reserva de energia, ou seja, como *back up*. As opções são abundantes e deve ser avaliadas em função da vocação e possibilidade de atuação como fonte complementar à geração hídrica.

A geração complementar ao parque hidrelétrico pode ser feita de várias maneiras: pela contratação explícita de usinas térmicas para geração sazonalmente complementar, pela introdução de fontes de energia natural com disponibilidade de energia complementar ao regime de chuvas, ou por térmicas de geração eficiente. Estas alternativas disponíveis serão analisadas na sequência.

## 5.1 A Importância da Geração com Sazonalidade Complementar

O avanço da fronteira hidrelétrica em direção à Amazônia através da construção de grandes usinas a fio d'água torna o sistema hídrico brasileiro mais previsível, em função de dois aspectos distintos. O primeiro, tratado anteriormente, é que a geração hídrica se tornará cada vez mais sazonal. Haverá muita energia turbinável durante a estação úmida, mas não haverá como estocar esta energia para abastecer à carga crescente durante a estação seca.

O segundo aspecto é que haverá uma maior previsibilidade quanto à geração hídrica no período úmido. Nesta época, a disponibilidade de energia produzida pelas hídricas do Norte tenderá a ser bastante estável. As usinas a fio d'água não têm a opção de guardar água: toda afluência não turbinada tem que ser vertida. Por outro lado, são usinas desenhadas para verter muita água durante a cheia, mesmo em anos de poucas chuvas. Desta forma, a tendência é que os projetos hidrelétricos no Norte não maximizem a geração nos picos de afluências, mas operem a plena capacidade durante vários meses<sup>11</sup>. Este tipo de desenho, onde a energia afluyente turbinável é quase constante durante a cheia e grandes vertimentos se repetem todos os anos, será adotado por razões econômicas, já que na Amazônia os aproveitamentos principais têm baixa queda, altos volumes de água na estação úmida e precisam de sistemas de transmissão caros. Estes fatores tornam oneroso acrescentar turbinas e reforçar a transmissão para permitir a geração nos picos de afluência. Como contrapartida, há uma ociosidade total do investimento durante grande parte do ano e uma maior incerteza quanto ao volume gerado na época da cheia.

O país caminha em direção a um sistema hidrotérmico, onde a nova geração hídrica será mais sazonal, com menor incerteza na estação das águas e menor capacidade de regularização com a redução relativa dos reservatórios. A contratação de geração sazonalmente complementar, como a bioeletricidade e eólica, surge como uma alternativa interessante, importante e necessária.

Com a geração sazonalmente complementar será possível expandir o sistema sem continuar a comprometer a capacidade de regularização dos reservatórios. Durante a estação chuvosa a carga será atendida pela geração hídrica crescente e na estação seca os reservatórios precisariam regularizar apenas uma parte da carga, aquela não atendida pela geração sazonalmente complementar.

Neste sentido, a geração sazonalmente complementar irá alterar o funcionamento do sistema de uma forma duplamente vantajosa. A primeira delas é o benefício mais evidente, o de evitar o deplecionamento acelerado dos reservatórios durante a estação seca.

A segunda vantagem é tornar as térmicas flexíveis mais eficientes em sua função de poupar água dos reservatórios em situações adversas. Isto porque a introdução de geração sazonalmente complementar permite o atendimento de uma carga maior com variações mais suaves na energia armazenada (EAR) ao longo de todo o ano. O aumento da carga atendida pela geração hídrica na época das águas faz com que os reservatórios se encham mais lentamente. E a geração sazonalmente complementar faz com que eles demorem mais a esvaziar. Com isto, na eventualidade de uma baixa indesejada no nível de armazenamento, derivado de fracas afluências, a geração térmica despachada terá mais tempo para surtir efeito, diminuindo a necessidade de acionamento das geradoras mais caras.

## 5.2 O Papel da Bioeletricidade na Complementaridade

A geração de eletricidade a partir da biomassa de cana de açúcar, denominada por bioeletricidade, tem as características adequadas para funcionar como geração sazonalmente complementar. Trata-se de geração inflexível, que produz apenas durante os meses de processamento da safra – basicamente entre abril e novembro – nas principais regiões produtoras, com destaque para São Paulo, onde se localiza o principal centro de carga do Brasil. O Proinfla,

<sup>11</sup> O exemplo da UHE Jirau é emblemático. A vazão prevista de suas 44 quatro turbinas é de 23.848 m<sup>3</sup>/s, inferior à vazão média do rio Madeira entre fevereiro e abril e muito próxima da vazão média de janeiro (23.343 m<sup>3</sup>/s). Mesmo nos piores cenários hidrológicos já registrados desde 1931, a vazão média do rio Madeira entre março e abril garante o funcionamento a plena capacidade. E no pior de todos cenários, a vazão em fevereiro é compatível com a geração a 90% da capacidade. Na prática, dado estes valores históricos de afluência, as usinas do Madeira devem verter durante quatro meses em praticamente todos os anos. As incertezas maiores serão quanto ao momento exato que a cheia começa e termina e quanto às afluências durante a estação seca.

os Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas, e, sobretudo o de Energia de Reserva contrataram bioeletricidade, na maior parte pertencente a novas usinas sucroenergéticas, que são projetadas com unidades de co-geração integradas (*greenfields*). No entanto, ainda há um grande potencial de geração de bioeletricidade nas usinas de cana mais antigas, chamadas *retrofits*, que ainda não foram devidamente exploradas, representando uma reserva de energia elétrica à disposição do SEB. Estas usinas foram construídas em épocas passadas onde não havia incentivos para comercializar o potencial energético do bagaço da cana. Estas usinas podem agora instalar unidades de co-geração eficientes e viabilizar a venda dos excedentes de energia. É uma oferta substancial que pode se materializar em poucos anos, dependendo de várias condicionantes, sendo os mais relevantes o preço teto praticado nos leilões e ações que possam reduzir os custos da modernização e produção da energia elétrica.

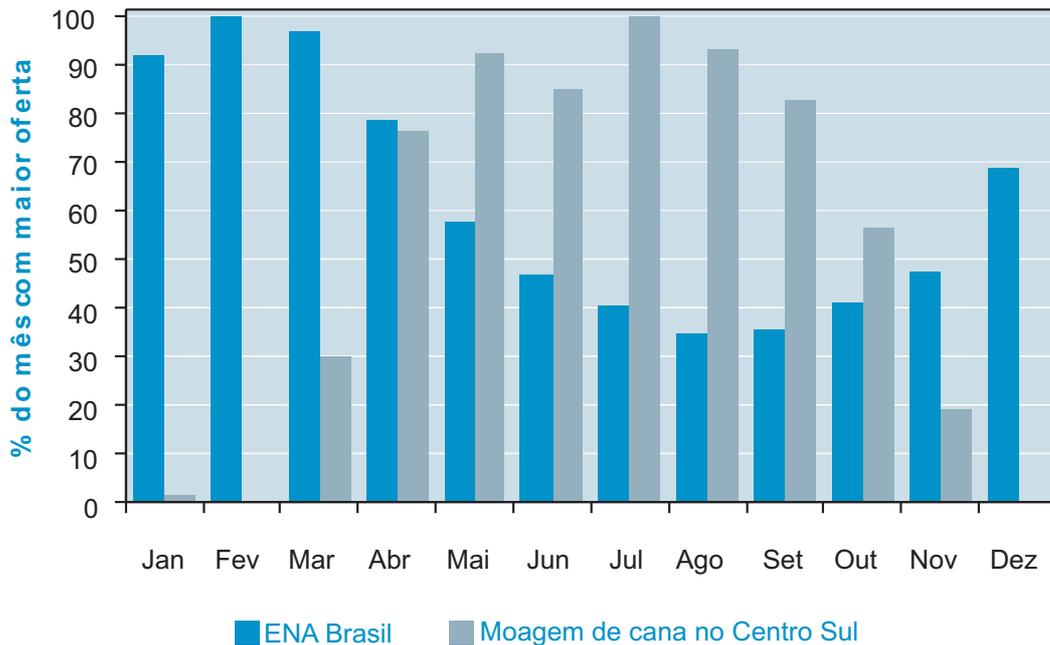
A UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar – e a Cogen -Associação Paulista de Cogeração de Energia – calcularam o potencial de mercado da bioeletricidade, já descontadas limitações de ordem técnico-econômica e ambiental a que estão sujeitos alguns empreendimentos sucroalcooleiros. Os dados constam na Tabela 5. Na safra 2010/11 a bioeletricidade já tem garantidos contratos para exportar para a rede elétrica 3.358 MW<sub>méd</sub>, com uma capacidade instalada prevista de 6.715 MW. Até 2021 o potencial estimado de venda de energia elétrica é de 13.158 MW<sub>méd</sub> para uma capacidade instalada de 26.315 MW.

**Tabela 5**  
Estimativa do Potencial de Mercado da Bioeletricidade para exportação para a rede. 2008-2021 (em MW e MW<sub>méd</sub>)

Safra	MW	MW méd
2008/09	3.600	1.800
2009/10	4.173	2.087
2010/11	6.715	3.358
2011/12	8.315	4.158
2012/13	10.315	5.158
2013/14	12.315	6.158
2014/15	14.315	7.158
2015/16	16.315	8.158
2016/17	18.315	9.158
2017/18	20.315	10.158
2018/19	22.315	11.158
2019/20	24.315	12.158
2020/21	26.315	13.158

Fonte: UNICA, Cogen (2009) e MME (2007)

Porém, o dado mais interessante para a análise desta questão não é só a produção em termos de MW<sub>méd</sub> anuais, que é a referência da Tabela 5, mas a produção de energia elétrica durante o período da seca, ou seja, das baixas afluições. Nesta direção merece destaque o fato de que a maior reserva potencial de bioeletricidade sucroenergética encontra-se na Região Centro Sul, já que mais de 87% da moagem de cana do país está localizado nesta região. O padrão sazonal da disponibilidade do bagaço de cana na principal área produtora se mostra bastante favorável quando comparado às afluições médias do país. Isto pode ser visualizado no Gráfico 6, que compara a média de longo prazo da



**Gráfico 6** ENA Brasil x Moagem de cana no Centro Sul

Como porcentagem do mês com maior oferta.

Fontes: Site do ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)) e Única. Dados elaborados a partir do histórico da operação em 2008 (ENA) e pela moagem de cana da safra 2007/2008 no Centro sul.

ENA total do Brasil, mês a mês, com a moagem de cana na Região Centro Sul. As duas séries de dados foram colocadas na mesma escala. O gráfico evidencia a complementaridade das duas fontes de energia, já que a moagem de cana se concentrando nos meses de baixas afluências.

A reserva potencial de bioeletricidade também fica evidenciada através da geração esperada dos novos aproveitamentos hidrelétricos da Região Norte. Quando Belo Monte estiver completa, do alto de seus mais de 11.000 MW de capacidade instalada, terá uma geração esperada de apenas 3.014 MW<sub>méd</sub> no período seco (podendo cair a 1.250 MW<sub>méd</sub> nas piores hidrologias). E a geração média de Belo Monte deverá se situar em 750 MW<sub>méd</sub> em setembro-outubro (232 MW<sub>méd</sub> nas piores hidrologias). A bioeletricidade a partir da cana poderá gerar, nos mesmos meses, volumes bastante maiores de energia em poucos anos.

### 5.3 A Sazonalidade Complementar da Energia Eólica

A expansão da geração complementar de eletricidade também pode se dar pelo uso mais intensivo de outras fontes de energia natural. Dentre as chamadas novas renováveis, a energia eólica é juntamente com a bioeletricidade canavieira, aquela com melhores perspectivas de ser incorporada à matriz no médio prazo.

O potencial eólico do país é muito grande e a introdução em larga escala de geração eólica pode se mostrar uma alternativa atraente e eficiente com a tendência de redução dos custos de construção de parques eólicos devido a ganhos de escala e de aprendizado<sup>12</sup>.

Como a maior inserção da energia eólica depende quase exclusivamente dos custos de produção dos equipamentos, uma alternativa para a redução dos custos, seguindo exemplo adotado em Portugal, é estabelecer um cronograma para a contratação anual (ou bianual) de uma quantidade mínima de energia. Isto viabilizaria a atração de produtores de equipamentos, criando economias de escala e gerando ganhos de produtividade que seriam apropriados pela modicidade tarifária através de leilões de energia. Nesta alternativa, o BNDES tem papel estratégico via linha de financiamento de longo prazo para formação de um arranjo produtivo destinado à implantação da indústria de base ligada à produção dos parques eólicos.

Há duas vantagens na expansão da geração eólica no Brasil. A primeira está na simples diversificação das fontes de energia natural. Como não há correlação entre as aflúências em um dado ano e o a intensidade do vento, se uma parte da geração for baseada no vento o impacto energético de um ano hidrologia ruim será menos pronunciado. É o efeito clássico da diversificação.

A segunda vantagem está na complementaridade do regime de ventos em relação ao regime de chuvas, justamente nas áreas onde há maior potencial para geração eólica. Na região Nordeste e no Norte de Minas Gerais os melhores ventos ocorrem entre junho e novembro, isto é, na época de baixas aflúências.

#### 5.4 Geração Sazonalmente Complementar a Partir de Outras Fontes Térmicas

Usinas a gás natural a ciclo combinado e usinas térmicas a carvão têm condições de firmarem contratos com cláusulas de geração inflexível no período seco. Esta modalidade de contratação pode contribuir para fazer proliferar geradoras térmicas com custo variável mais reduzido que as contratadas nos últimos leilões, que utilizam basicamente óleo combustível e GNL, combustíveis caros e que, por esta razão, não se prestam para no futuro gerarem na base do sistema em todos os períodos secos.

Do ponto de vista dos geradores termoelétricos, a alternativa de disputar contratos com cláusula de geração sazonalmente inflexível pode ser interessante. É um modo de resolver o quebra-cabeça logístico que provoca incertezas no suprimento de combustíveis para as térmicas flexíveis. De posse de um contrato com geração garantida por vários meses do ano, envolvendo, portanto, compras previsíveis e substanciais de combustíveis, os geradores terão maior facilidade de obter contratos de fornecimento em condições comerciais vantajosas. Um ponto positivo evidente é que os fornecedores de combustíveis poderão realizar os investimentos para garantir o suprimento, remunerando-os a partir de uma base sólida de faturamento.

Se for confirmada, como tudo indica que seja, a existência de grandes reservas de gás no pré-sal, seu uso para a geração de energia sazonalmente complementar pode se mostrar estratégico para o país. Uma demanda sazonal garantida por gás para geração de eletricidade oferecerá recebíveis capazes de ajudar no financiamento dos investimentos necessários ao desenvolvimento dos novos campos. Durante o período chuvoso, quando haverá pouca necessidade de geração térmica, uma possível alternativa será exportar o excedente na forma de GNL. Isto pode se mostrar uma alternativa de negócio viável, já que a estação úmida no Brasil coincide com o inverno no hemisfério norte, quando a demanda e os preços do GNL costumam ser maiores. Esta previsibilidade pode se constituir na base para a inserção do gás natural na matriz elétrica brasileira.

#### 5.5 Geradoras Térmicas com Custo Variável Baixo

A regularização do suprimento de energia também pode ser feita com usinas térmicas de geração eficiente, contratadas para geração flexível. A contratação de térmicas de geração flexível com CVU baixos é a forma mais suave de fazer a transição para um sistema hidrotérmico com geração hídrica sazonal e baixa capacidade de regularização de

<sup>12</sup> O potencial estimado da geração eólica no Brasil é de 143GW. Entretanto, este potencial é baseado em medições a 50 metros de altura e atualmente já se utiliza torres de 100 metros. Estudos preliminares indicam um potencial superior a 300 a 100 metros de altura.

afluências. Com este tipo de usinas a transição pode ser feita pelo progressivo aumento na frequência de despacho das térmicas eficientes, sem que isto acarrete em um impacto nos custos.

A contratação de geração térmica de custo variável baixo como reserva de energia é muito atraente para o setor elétrico. E isto se deve basicamente a quatro razões.

Em primeiro lugar, é eficiente poder arcar com o custo variável da geração apenas nos momentos em que ela realmente se faz necessária. Até porque é um fato que o setor consegue hoje suprir a carga usando apenas os recursos hídricos e as poucas usinas inflexíveis, quando as afluências se mostram favoráveis.

Em segundo lugar, com térmicas eficientes a transição para um sistema com geração térmica na base (ainda que apenas sazonalmente) pode ser feita na medida em que isto se mostre efetivamente necessário. Por exemplo, uma queda abrupta do custo da energia eólica pode tornar as alternativas térmicas de complementação sazonal desnecessárias. E uma evolução da carga em ritmo mais lento que o esperado pode retardar a necessidade real de complementação. Neste caso a contratação de térmicas eficientes em regime de reserva de energia acabará se mostrando mais vantajoso do que contratar geração térmica sazonalmente inflexível, uma vez que nesta última alternativa assume-se de antemão o compromisso com alto consumo de combustível por um longo período.

Em terceiro lugar, dada a vocação do Brasil para a geração hídrica, não se vê como seria possível prescindir totalmente de ter no sistema capacidade de geração disponível para ser acionada somente quando necessário. Face à alta volatilidade das energias naturais (incluídas aí as novas renováveis como a eólica) é imperioso dispor de reserva de energia. Na medida em que os reservatórios das hidrelétricas, que foram desenhados justamente com a função de regularizar a disponibilidade de energia, desempenham esta função com uma eficiência decrescente, alternativa de geração de fonte térmica a custos baixos deve ser considerada. E se for preciso contratar térmicas flexíveis, que elas sejam, do ponto de vista econômico, tão eficientes quanto possível. Até por que, em situações energéticas adversas, pode ser preciso fazer uso delas intensamente, inclusive em plena estação úmida, e o impacto deste custo extraordinário será tão menor, quanto mais barato for o custo variável de geração.

Por último, a contratação de térmicas flexíveis eficientes pode se mostrar uma ótima alternativa para o caso em que o cenário-base utilizado não se verifique.

No cenário-base, a expansão da capacidade de geração hídrica não sofre maiores restrições. As novas hídricas são a fio d'água e sempre geram energia abundante durante a cheia dos rios e há pouca necessidade de complementação térmica durante a época das águas.

Já no cenário alternativo, o aumento da capacidade instalada do parque hídrico ocorre de forma lenta, quer por restrições legais, ambientais ou por simples aumento da carga a um ritmo mais acelerado que o previsto. Neste caso há frequente necessidade de geração complementar mesmo durante o período úmido. Térmicas flexíveis eficientes são um excelente seguro para o caso deste cenário se materializar.

Assim, do ponto de vista do setor elétrico, a contratação de térmicas flexíveis de custo variável baixo é muito interessante e, por isto, deve estar entre as prioridades do planejamento da expansão. A questão é *como* conseguir isto.

Na prática, a oferta de projetos de geradoras eficientes nos leilões tem sido escassa e os preços cobrados pelos combustíveis têm sido elevados. Uma possível alternativa para reverter esta situação pode estar na adoção de *modalidades de contratação de geradores térmicos que contemplem as características da cadeia de valor do suprimento de combustíveis*. Esta alternativa será analisada na próxima seção.

## 6. A Necessidade de uma Visão Integrada do Setor de Energia

Existe a possibilidade de se fazer um esforço adicional, por parte do planejamento do setor elétrico, para entender as necessidades e interesses dos fornecedores de combustíveis para geração térmica. Compreender o funcionamento do negócio de combustíveis é essencial, não apenas para planejar sua participação na matriz de geração, em particular com as perspectivas abertas pelo Pré-sal, mas também para encontrar meios para obter dos fornecedores bons contratos de suprimento. Este último ponto é crucial, pois o suprimento de combustível é um dos principais itens de

custo da geração térmica, a ponto de não ser possível conceber uma geração térmica a baixo custo sem bons contratos de fornecimento do insumo.

Isto equivale a dizer que a viabilização de um parque térmico de qualidade, capaz de atender às necessidades e características do SEB, requer a adoção de uma ótica de *planejamento energético integrado*. Trata-se de estudar o planejamento da expansão do setor elétrico levando em conta a cadeia de valor da produção dos insumos energéticos utilizados.

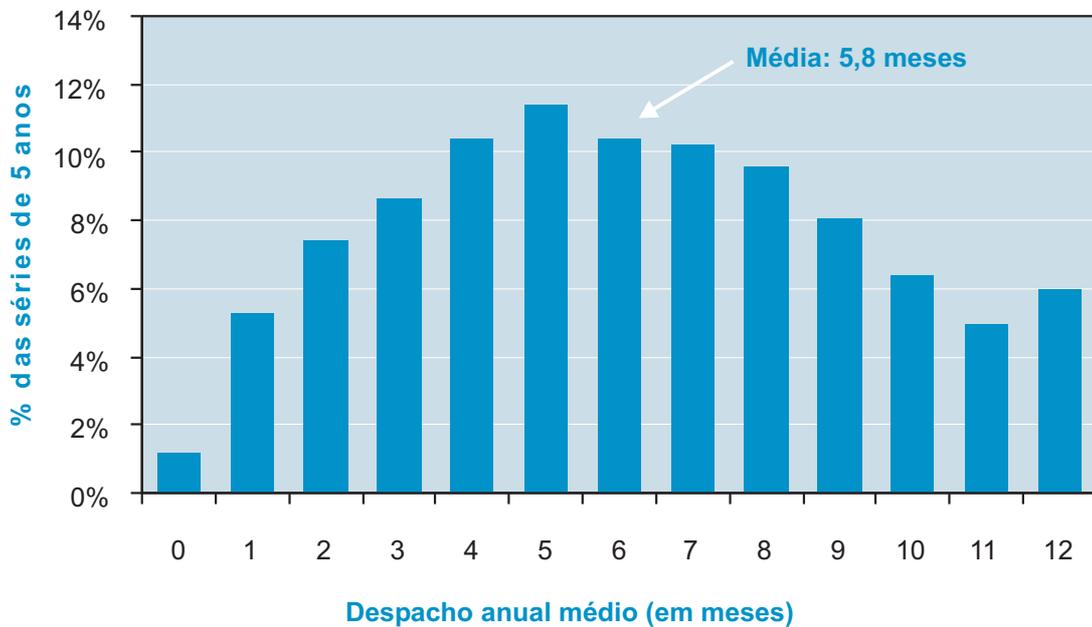
A indústria de produção de combustíveis apresenta as mesmas características da indústria de energia elétrica: é altamente capital intensiva, implicando em grandes investimentos, com largo prazo de maturação. Por estas características, trata-se de uma atividade onde os investimentos devem estar pautados por uma expectativa firme de mercado. Felizmente, nesta indústria não é, de modo geral, difícil prever a demanda futura por produtos. Isto porque o consumo de insumos energéticos evolui sem grandes sobressaltos. O consumo de petróleo e derivados, por exemplo, é pouco volátil e fortemente correlacionado à evolução da atividade econômica.

Dispondo de expectativas bem ancoradas sobre a demanda futura, as empresas do setor petrolífero frequentemente consideram adequado investir sem exigir dos usuários finais contratos que garantam o nível de consumo. Cláusulas de *take-or-pay*, onde o comprador se compromete a pagar por um volume mínimo do produto, ainda em circunstâncias em que ele não tenha como usá-lo, não chegam a ser raros nas relações intra-setoriais, isto é, entre produtores e refinadores ou entre refinadores e distribuidores. Mas não é comum fazer esta exigência de consumidores. Implica em dizer que a indústria de petróleo está acostumada a assumir riscos com relação ao nível de consumo de usuários finais. O PIB pode, por exemplo, crescer menos que o previsto e as expectativas de aumento de consumo podem se frustrar. Mas trata-se de um risco pequeno, pela baixa volatilidade do consumo frente ao PIB.

O problema para o suprimento ao setor elétrico é que o consumo de combustíveis para geração térmica flexível, contratada no conceito de reserva de energia, *não segue o padrão normal da indústria de combustível*. O consumo de combustível associado aos contratos firmados com térmicas flexíveis não é previsível. Como verificado nos Gráficos 4 e 5, o nível de despacho anual de térmicas eficientes (com custo variável baixo) é absolutamente errático, havendo alternância entre anos de alta ociosidade e outros de uso contínuo. Se o suprimento das termoeletricas representasse uma pequena parcela do consumo total de energéticos, não haveria problema algum neste padrão consumo, pois ele não impactaria a demanda global de combustíveis. Mas não é este o caso. A necessidade crescente de complementação térmica para o parque gerador brasileiro faz com que o consumo potencial de térmicas movidas a qualquer combustível seja uma parcela relevante do consumo total. Por esta razão, o atendimento da geração termoeletrica exige investimentos na cadeia de produção e suprimento de combustíveis, que, por sua vez, só podem ser viabilizados com expectativas firmes de consumo – em quantidade e prazos – e de faturamento. Atualmente, o modelo de contratação por disponibilidade com as usinas térmicas flexíveis que o setor elétrico oferece para a indústria de combustível não oferece definição da quantidade a ser consumida e nem em que prazo.

E não se pode alegar que a expectativa de despacho (e, portanto, de consumo de combustíveis) de uma termoeletrica de custo variável baixo seja errática no curto prazo, mas previsível em prazos mais longos. A otimização do despacho térmico pelos modelos computacionais é de tal ordem que resulta em um padrão de consumo imprevisível tanto em prazos curtos como em prazos mais longos. O Gráfico 7 apresenta histograma do despacho médio anual de uma térmica com CVU de R\$ 90/MWh em séries de cinco anos. As informações contidas neste gráfico

confirmam esta afirmação. Ele foi traçado com base em duas mil séries de cinco anos, simulando o despacho em diversos cenários hidrológicos.



**Gráfico 7** Despacho médio em meses por ano  
Simulação de duas mil séries de cinco anos  
Térmica com CVU de R\$ 90/MWh

Fonte: EPE, *Cenários de CMO para o sub-mercado SE-CO para cálculo da Garantia Física do leilão de A-3 de 2008*.  
Elaboração Gesel-IE-UFRJ.

O despacho médio – de 5,8 meses ao ano em séries de cinco anos – não chega a ser um valor atípico, como acontecia no histograma traçado para o despacho em anos isolados desta mesma térmica (ver Gráfico 4). Mas a média está longe de ser um valor provável. A probabilidade de o despacho médio ficar entre 5 e 7 meses ao ano em séries de cinco anos, isto é, próximo à média, é de meros 32%. E a probabilidade de o despacho médio ficar entre 4 e 8 meses ao ano em uma sequência de cinco anos – um intervalo bastante aberto – é de apenas 51%, isto é, novamente próxima à chance de acertar o resultado do lançamento de uma moeda.

Adotando-se uma visão integrada do setor de energia, torna-se mais fácil entender que a cadeia de valor do setor de combustíveis é incompatível com o padrão de consumo das térmicas cem por cento flexíveis. Percebe-se claramente que a relação entre o setor elétrico e o de combustíveis tem que ser *otimizadas em conjunto*. Compreende-se também a dificuldade que os leilões de térmicas têm em atrair projetos realmente bons para o setor elétrico. Isto porque a construção de um parque termoelétrico eficiente requer que a elevada incerteza associada ao despacho térmico não seja repassada integralmente à cadeia de suprimento de combustíveis.

O problema não está na qualidade do contrato que se oferece para o gerador térmico. Os contratos por disponibilidade são excelentes para o gerador, pois o sistema assume em seu lugar as principais incertezas do negócio quanto ao:

1. Nível de despacho;
2. Preço do combustível; e,
3. Resultado da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo.

Aliás, é a qualidade do contrato do ponto de vista do gerador que explica o grande interesse e presença de projetos térmicos nos últimos leilões, que sempre conseguiram atrair uma oferta total muito superior à demanda declarada pelas distribuidoras.

Contudo, o que faz um bom projeto térmico não são apenas as instalações de geração. Este não é o único fator crítico para a eficiência econômica de uma termoeletrica. Um bom projeto térmico requer um bom contrato de fornecimento de combustíveis, em termos de volume e prazos de fornecimento, resultando em preços baixos. E, ao que tudo indica, é aí que reside o problema.

A melhor alternativa do ponto de vista dos produtores e fornecedores de combustíveis seria exigir que as usinas assinassem contratos de *take-or-pay* correspondendo a pelo menos uma parcela de seu consumo potencial. Mas a seleção de projetos dos leilões de energia nova é feita avaliando os projetos a partir de cenários de preços (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças) extremamente baixos, o que reduz a competitividade de projetos deste tipo, que precisam declarar geração inflexível. Desta forma, e de modo geral, somente projetos térmicos cem por cento flexíveis conseguem ser competitivos pela metodologia atual.

### Box 3

#### A Falta de Competitividade de Projetos Inflexíveis

Um relatório da Wyse para a Associação Brasileira de Carvão Mineral mostra que a geração de eletricidade a partir de projetos de carvão nacional, que prevêem sempre algum nível de geração inflexível, não tem competitividade nos Leilões de Energia Nova com os cenários preços muito baixos que são utilizados pela EPE para classificar os projetos térmicos. O relatório mostra também que os mesmos projetos se tornam competitivos frente a outras fontes quando são utilizados cenários com preços mais elevados. Ver Wyse. *A Competitividade do Carvão Mineral Nacional na Produção de Energia Elétrica*, Dezembro de 2008.

Um dos aspectos questionáveis da metodologia de seleção de projetos térmicos utilizada nos Leilões de Energia Nova é justamente a utilização de cenários de preços com um PLD bastante inferior ao custo da energia dos próprios projetos vencedores do leilão. Como o PLD constitui um custo de oportunidade para os agentes do setor elétrico, não faz sentido selecionar um projeto novo com um custo superior ao custo de oportunidade esperado e, portanto, não há base econômica para avaliar os projetos térmicos a partir de cenários com preços tão reduzidos. A tais preços, a decisão correta seria operar o sistema para atender a uma carga maior, usando as térmicas de forma mais intensiva e não adquirir projetos novos.

Ocorre que em princípio, um fornecedor tradicional de combustíveis não deveria se dispor a firmar contratos com térmicas cem por cento flexíveis. A lógica do setor de combustíveis é a de não realizar investimentos sem perspectivas sólidas de demanda por seus produtos. Como o padrão de consumo das térmicas flexíveis não oferece tais perspectivas, a conclusão é que as empresas do setor de combustíveis não deveriam estar propensas a assinar contratos de longo prazo com usinas térmicas, sobretudo na medida em que estes contratos impliquem em investimentos ou em reserva de infra-estrutura.

Outra conclusão muito possível é de que os fornecedores de combustíveis só concordarão em assinar tais contratos e a fazer as imobilizações de capital correspondentes cobrando preços extremamente elevados, que justifiquem assumir a incerteza quanto à materialização do mercado para seus produtos.

Os fornecedores de combustíveis que se dispuseram a assinar contratos de longo prazo para suprimento para térmicas flexíveis nos últimos leilões têm, portanto, um modelo de negócios de alto risco. E é de se temer a repetição dos problemas já verificados no passado, quando a garantia de suprimento de combustível para as térmicas não foi honrada no momento em que finalmente se fez necessária.

Como a contratação de bons projetos de térmicas flexíveis, sobretudo aqueles com custo variável baixo, é de alto interesse para o setor elétrico – especialmente na atual fase em que ocorre a transição para um sistema com capacidade de regularização cada vez menor e necessidade crescente de geração sazonalmente complementar – convém realizar um esforço para viabilizar projetos de térmicas eficientes. Isto pode ser feito inserindo cláusulas nos contratos de novas térmicas que reduzam, seja a incerteza do despacho (e do consumo de combustíveis), seja o impacto desta incerteza sobre a cadeia de valor dos fornecedores do insumo energético.

Desta forma, e seguindo a linha analítica apresentada, há duas alternativas. Na linha de dar maior previsibilidade ao consumo de combustíveis, já foi formulada uma sugestão anteriormente: especificar nos Leilões de Energia Nova que a contratação de geração térmica tenha requisito de geração inflexível mínima durante a época de baixas fluências. Mesmo uma inflexibilidade correspondente a apenas parte da capacidade instalada e durante apenas parte do ano (seis ou sete meses) já seria suficiente para reduzir, de forma expressiva, a incerteza quanto ao nível de

suprimento de combustíveis. Esta seria uma forma de preservar, ao mesmo tempo, a flexibilidade de despacho que é importante para a operação do setor elétrico. Trata-se de uma alteração que pode ser introduzida na sistemática dos leilões. Ela tem o mérito de ser simples e se prestar potencialmente a promover a disputa entre geradores com projetos a partir de fontes distintas: bioeletricidade, geração de gás a ciclo combinado e carvão. Projetos ineficientes ficariam automaticamente excluídos do leilão, pois não teriam competitividade para gerar na base, ainda que por apenas uma parte do ano. Desta forma, esta alternativa corrobora os fundamentos do modelo: expansão da capacidade de geração com modicidade tarifária.

Uma segunda alternativa é desenhar um modelo contratual em que a incerteza do despacho não seja repassada totalmente para a cadeia de valor de combustíveis. Soluções nesta linha são fáceis de conceber, mas muito difíceis de implantar. Um contrato com o fornecedor de combustíveis com cláusula semelhante aos contratos por disponibilidade em tese seria uma solução. Isto permitiria que a cadeia de suprimento de combustíveis remunerasse o capital investido e os custos fixos da logística, independente do nível de despacho. O problema com soluções deste tipo é serem estranhas não só à cultura, como à própria regulação dos setores envolvidos. Gás e óleo, por exemplo, são comercializados por volume e não por disponibilidade. Outra solução na mesma linha seria manter o despacho totalmente flexível, mas garantir uma compra mínima de combustível, independente de haver ou não despacho. Seria uma forma de o setor elétrico assumir a incerteza no consumo de combustíveis. Mas trata-se de uma solução de implantação ainda mais complexa, pois obrigaria o setor elétrico a assumir as atividades típicas de uma *trading*, algo completamente estranho a sua natureza e a sua cultura.

## Considerações Finais

O objetivo deste estudo foi analisar alguns possíveis e necessários ajustes e adequações ao Modelo do Setor Elétrico Brasileiro que em Março de 2010 completa 6 anos. Neste curto período, os avanços e consolidações demonstraram claramente a importância, pertinência e a eficiência das mudanças realizadas. Porém, a própria dinâmica e evolução da economia brasileira e do setor elétrico, apresentam evidências que indicam a necessidade de correções a fim de garantir os fundamentos do modelo expressos por seus dois objetivos basilares: *expansão da capacidade com modicidade tarifária*.

O parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição que terá seguimento nos próximos anos. A matriz continuará a ser predominantemente hídrica, mas ocorrerão mudanças importantes. As novas hidrelétricas que estão e vierem a serem construídas serão notadamente do tipo de fio d'água. Como resultante a capacidade relativa e absoluta de regularização dos reservatórios diminuirá gradativamente. Com isto, o sistema se tornará, cada vez mais, dependente de geração complementar à hídrica, sobretudo durante a estação seca. E conforme a carga aumentar, a dependência de geração complementar tenderá a crescer.

Traçado este cenário, a expansão da capacidade instalada de geração deverá priorizar, além dos bons aproveitamentos hídricos que estão sendo inventariados e licenciados, projetos de outras fontes que apresentem sinergias e complementaridades com o novo perfil da geração hídrica: uma geração mais sazonal e com menor capacidade de regularização.

Com base neste critério devem ser priorizados, por um lado empreendimentos com geração sazonalmente complementar às aflúências, como a bioeletricidade da cana de açúcar e a energia eólica. Por outro lado, deve ser feito um esforço para incorporar ao sistema, térmicas com vocação para geração de base, que permitam regularizar a baixo custo a oferta de energia.

Em relação à contratação destas térmicas eficientes, salientou-se que dificilmente ela será feita sem que seja facultada aos novos empreendimentos a opção por modalidades de contratação que impliquem em um bom grau de previsibilidade de receitas para a cadeia de suprimento de combustíveis. Cláusulas de geração inflexível, possivelmente restritas aos meses de baixas aflúências, podem ser suficientes para viabilizar tais projetos, preservando, ao mesmo tempo, uma flexibilidade de despacho que é essencial para a boa operação do sistema elétrico.

Já projetos de térmicas de baixa eficiência energética e alto custo de geração devem ser evitados. Tais usinas se prestam mal ao cenário de transição para um sistema que cedo ou tarde necessitará de geração sazonalmente complementar à hídrica. Além disso, elas têm impacto financeiro muito elevado quando são despachadas e já estão presentes na matriz energética brasileira com peso excessivo.

## Referências

- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3. Edição. Brasília, 2008.
- CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A; BRANDÃO, Roberto; LEITE, André Luizda Silva. *Bioeletricidade e a Indústria de Alcool e Açúcar: possibilidades e limites*. Synergia. Rio de Janeiro, 2008.
- CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. GESEL-IE-UFRJ. Mimeo. Rio de Janeiro, 2009a.
- CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. A Competitividade da Bioeletricidade e a Metodologia dos Leilões de Energia Nova. GESEL-IEUFRJ. Mimeo. Rio de Janeiro, 2009b.
- CCEE. Relatório de Informações ao Público – Análise Anual de 2008. São Paulo, 2009.
- CHIPP, Hermes. Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julho 2008.
- DANTAS, Guilherme de A; TIMPONI, Raul R. BIOELETRICIDADE: ENERGIA COMPLEMENTAR, LIMPA E COMPETITIVA. In: Seminário Apimec-Rio: O Mercado de Capitais e Investimentos em Fontes Alternativas de Energia. Rio de Janeiro, 2009.
- EPE. Índice de Classificação dos Empreendimentos (ICE) de Energia de Reserva. EPE-DEE-RE-064/2008-r1, Abril de 2008.
- EPE. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica. EPEDEE-RE-102/2008-r0, Julho de 2008. EPE, Planilha de CMO do Plano Decenal 2006-2015, região SE-CO.
- EPE, *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração. Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 de 2008*, anexo 1: Configuração Hidrotérmica de Referência.
- EPE, *Estudos para a licitação da expansão da geração. Volumes: Cálculo da garantia física de Jirau e Cálculo da garantia física de empreendimentos termelétricos A-3 de 2008*. A configuração do sistema utilizada nos dois estudos nos respectivos anexos com o título: “Configuração Hidrotérmica de Referência”.
- EPE, *Estudos para a licitação da expansão da geração. Volumes: Cálculo da garantia física de empreendimentos termelétricos A-3 e A-5 de 2007 e Cálculo da garantia física de empreendimentos termelétricos A-3 de 2008*.
- MME. *Plano Nacional de Energia 2030 e Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017*.
- ONS. Plano Anual da Operação Energética – PEN 2009. Sumário Executivo.
- Pinto Jr. Economia da Energia: *Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Elsevier. Rio de Janeiro, 2007.
- ÚNICA. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2008-2017 – Contribuições do Setor Sucroenergético em relação à Oferta de Bioeletricidade. São Paulo, 2009.
- VEIGA, Mario. *Energia Elétrica e Gás Natural, Perspectivas de Suprimento e Preço*. Apresentação na Casa das Garças em 26/04/2007.



