

5

A Escolha de Tecnologias Termelétricas

Esta seção busca aprofundar a investigação sobre como alguns dos componentes do índice ICB se comportam mediante variações no custo variável das usinas. Além disso, é objetivo desta seção estabelecer uma crítica a respeito da metodologia do ICB como critério para seleção de projetos termelétricos. Para tanto, apresenta-se um modelo teórico que estabelece a regra ótima de decisão de qual tipo de usina (supondo a existência de apenas dois tipos de tecnologia) deve ser adicionada ao sistema, dada uma função da distribuição de probabilidade sobre a demanda por energia termelétrica que pode ser derivada do algoritmo de otimização do ONS.

5.1

O ICB e seus componentes

Como mencionado na Seção 4, existem evidências preliminares de que a metodologia de cálculo do ICB pode estar gerando um “viés” de competitividade significativo em favor das usinas que possuem tecnologia do tipo alto custo variável e baixo custo fixo¹. Esta subseção visa mensurar, por meio de simulações, a sensibilidade do ICB e de seus componentes mediante variações no custo variável das usinas. Para os cálculos e gráficos apresentados a seguir utilizou-se uma base de dados da EPE contendo 2.000 previsões de preços *spot* futuro (uma para cada cenário hidrológico) para cada mês do ano ao longo do período que compreende os anos de

¹ O termo viés ou beneficiadas vêm sempre aparecendo entre aspas neste artigo pois até o momento não foi discutido o quão desejável é esta oferta termelétrica de energia nova. Mesmo que a metodologia do ICB favoreça a competitividade da usina de alto custo variável, isto por si só não constitui um viés propriamente dito em relação a uma condição de ótimo. A oferta deste tipo de tecnologia pode ser desejável e um cálculo de ICB que favoreça este tipo de tecnologia pode ser até mesmo benéfico. Isto porque dependendo da distribuição de preços *spot* futuros de energia, a tecnologia de baixo custo fixo e de elevado custo variável pode ser tecnicamente a mais competitiva. Em particular, em um cenário de preços médios de energia muito baixos, a tecnologia dominante é aquela que apresenta custos fixos baixos, uma vez que a usina em questão será raramente chamada a entrar em operação pelo ONS.

2006 a 2015². Isto é, cada mês do ano pertencente ao período em questão possui 2.000 previsões distintas de preços médios que são função, em última instância, da série de cenário hidrológico subjacente para o período. É esta a mesma base de dados utilizada pela EPE para o cálculo dos ICBs das usinas.

Como exposto anteriormente, o índice ICB é definido como:

$$ICB = \frac{Receita\ Fixa + COP + CEC}{8760 * GF} \quad (5.1.1)$$

A Seção 4 deste artigo apresenta as definições dos termos Receita Fixa, Garantia Física (GF) e a metodologia de cálculo para os termos COP e CEC. O comportamento dos termos COP e CEC, como função do custo variável (CV) das usinas, pode ser facilmente simulado utilizando-se a matriz dos CMOs futuros esperados pelo EPE. Para tanto, necessita-se construir uma matriz contendo os valores da variável $Gera_{ij}$. Esta variável segue a regra de despacho ótimo detalhada na Seção 2. A usina é chamada pelo ONS a gerar sua disponibilidade máxima de energia sempre quando o preço *spot* superar o CV da usina e é chamada a gerar sua inflexibilidade caso contrário. Como as simulações a seguir são feitas apenas para as usinas 100% flexíveis, sempre quando o preço *spot* for inferior ao CV das usinas, elas permanecerão desligadas naquele mês em questão. Depois de construída a matriz contendo os valores de geração para cada mês do período analisado e para cada possível cenário, as funções COP e CEC podem ser construídas de imediato apenas aplicando-se as fórmulas apresentadas na Seção 4.

Porém, o termo GF é um pouco mais complexo. As entidades governamentais não disponibilizam ao público os parâmetros utilizados para o cálculo da GF. Este termo é estabelecido pela ANEEL em acordo com a Portaria MME N° 303, de 18 de novembro de 2004, a partir da metodologia de cálculo da variável Fator Térmico (FT) detalhada nesta portaria e do somatório do total de energia crítica do submercado em

² Base de dados “CMOs para os Leilões de Energia Nova A-3 e A-5” disponível em www.epe.gov.br.

questão³. No entanto, embora as fórmulas utilizadas sejam de domínio público, as entidades governamentais não divulgam os parâmetros utilizados para a simulação do FT realizada com o programa NEWAVE. Sendo assim, não é de conhecimento público a série de preços *spot* futuros utilizados para o cálculo do FT nem mesmo as quantidades de energia produzidas por cada termelétrica. A metodologia utilizada pelas entidades governamentais para o cálculo do FT é distinta daquela utilizada pela EPE para o cálculo do índice ICB. Ao se utilizar a matriz de preços *spot* da EPE e a mesma suposição implícita no cálculo do ICB⁴, os resultados encontrados para a GF são distintos daqueles estabelecidos pela ANEEL.

Desta maneira, devido às dificuldades de se proceder com um cálculo direto da GF tal como fora realizado com os termos COP e CEC, a solução adotada neste artigo para a simulação do termo GF como função do CV das usinas foi a de realizar uma regressão linear utilizando-se os dados disponíveis nas TAB 1, TAB 2, TAB 3 e TAB 4 da Seção 3 e dados sobre a disponibilidade total de energia (Disp) e Garantia Física de cada usina⁵. A regressão analisa a associação existente entre o CV das usinas e a razão $GF/Disp$. Seria de se esperar que quanto maior fosse o CV de uma dada usina, menor seria a GF atribuída a esta usina como percentual de sua disponibilidade total de energia⁶. A equação estimada foi a seguinte:

³ Para mais detalhes ver Portaria MME Nº 303, de 18 de novembro de 2004, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2004303mme.pdf>

⁴ No cálculo do ICB existe a suposição implícita de que uma usina térmica ao ser chamada a operar em um determinado mês (cenário hidrológico com preço *spot* médio mais elevado que o CV da usina) ficará em operação ininterrupta ao longo de todo o mês em questão. Isto é uma simplificação advinda do fato de que a matriz da EPE de preços esperados futuros só apresenta um único valor por mês. Na prática, o preço *spot* pode iniciar o mês com valores menores que o CV da usina e sofrer elevação severa apenas na última semana do mês, de tal modo que a usina só entraria em operação ao final daquele mês mesmo com o preço *spot* médio do mês sendo superior ao CV da usina devido à súbita elevação da última semana.

⁵ A TABELA A1, no apêndice deste artigo, apresenta de forma consolidada os dados utilizados na regressão. Foram considerados todos os empreendimentos termelétricos vencedores de um dos quatro últimos leilões de energia, exceto aqueles que apresentaram inflexibilidade diferente de zero e daqueles com CV igual ou muito próximo a zero, isto é, das usinas que utilizam resíduos como combustível térmico.

⁶ A disponibilidade de energia de uma usina é dada por sua potência máxima multiplicada pelas taxas de indisponibilidade forçada e indisponibilidade programada declaradas pelo empreendedor. Isto é, a

$$GF/Disp = \beta_0 + \beta_1.CV + \varepsilon \quad (5.1.2)$$

A TAB. 5, abaixo, reporta os resultados da regressão.

TABELA 5 – Relação entre ($GF/Disp$) e o Custo Variável das Usinas

Variável Dependente:	GF/Disp
Custo Variável (CV)	-0,000668 (-9,06)
Constante	0,964935 -28,31
Observações	24
R ²	0,84

Notas: Estatística t (*robust*) entre parênteses.
* Significante a 5% ; ** Significante a 1%

Desta maneira, o termo GF pode ser estimado a partir do CV da usina e de sua disponibilidade total de energia, tal como consta na equação (5.3) abaixo:

$$\hat{GF} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1.CV) \times Disp \quad (5.1.3)$$

Metodologia utilizada para simular o comportamento do ICB

- Foram escolhidos como parâmetros referenciais os dados técnicos da usina Global 1 do 4º Leilão de Energia Nova. Esta usina utiliza o óleo combustível como fonte térmica e apresenta uma potência instalada padrão para este tipo de combustível (140 MW).
- A matriz de preços *spot* utilizada é a do submercado Nordeste, o que está

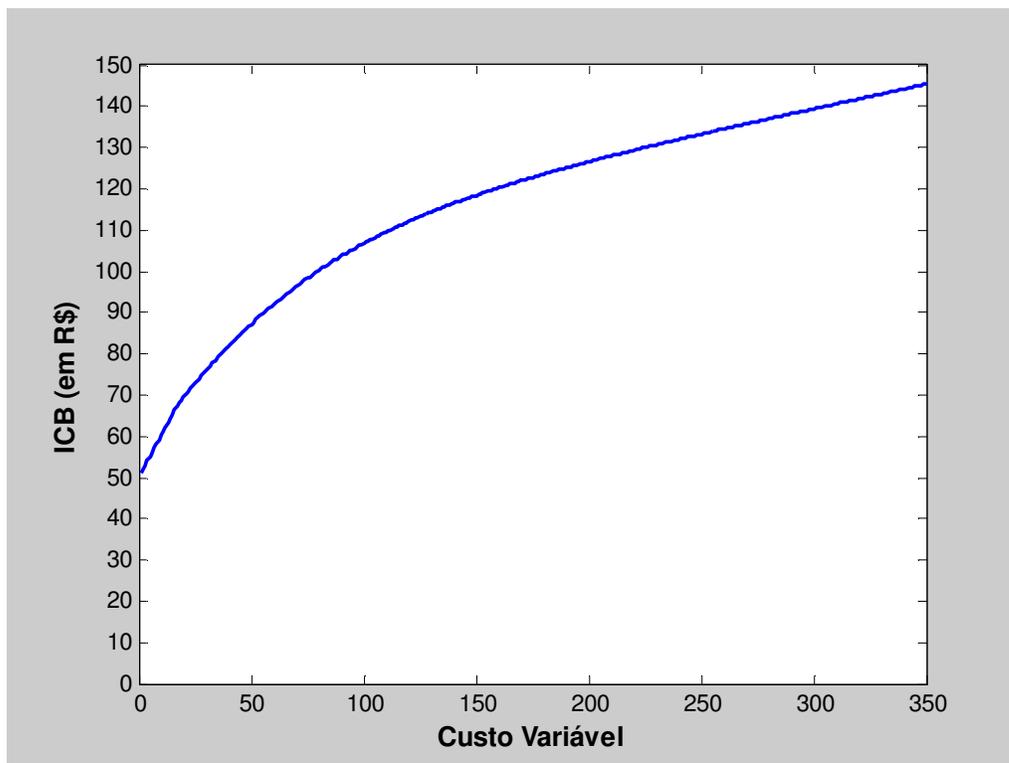
disponibilidade de energia é, em última instância, o percentual de potência máxima que pode ser fornecido de forma contínua pela usina já levando-se em consideração as perdas com as paradas programadas e não programadas para a manutenção dos equipamentos.

condizente com a localidade da usina Global 1.

- O ICB é calculado a partir da fórmula (5.1.1), mas na ausência da verdadeira função de GF, utiliza-se a GF predita pela equação (5.1.3).
- Um índice ICB é calculado para cada valor (inteiro) de CV pertencente ao intervalo [1,350]. A receita fixa utilizada para este cálculo dos ICBs foi fixada em um patamar idêntico àquele cobrado pela usina Global 1 (R\$ 60.094.603,00), independentemente do CV em questão. Os parâmetros de disponibilidade de energia também se mantiveram constantes e iguais aos da usina Global 1 na simulação.

O GRÁFICO 1, abaixo, apresenta o ICB como uma função crescente do CV das usinas quando se mantém constante a receita fixa cobrada em leilão e os dados técnicos de potência e disponibilidade de energia.

GRÁFICO 1 – ICB como Função do Custo Variável das Usinas



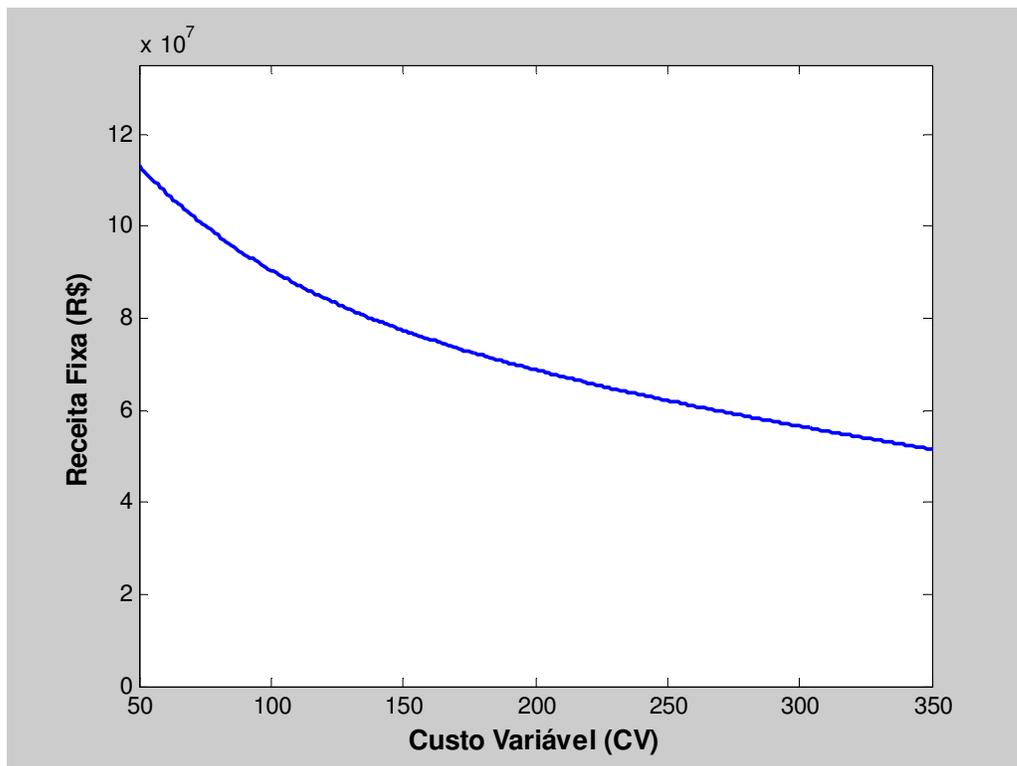
Como pode ser observado no GRAF. 1, o ICB não reage de forma expressiva a mudanças no CV das usinas⁷. Por exemplo, uma usina cujo custo variável fosse de R\$ 200,00/MWh e que requisitasse no leilão uma renda fixa equivalente àquela solicitada pela Global 1, teria seu ICB calculado em R\$ 126,54, ao passo que se esta mesma usina apresentasse um CV bem maior, equivalente a R\$ 300/MWh, teria seu ICB calculado em R\$ 139,37.

Esta concavidade da curva ICB é advinda, principalmente, do termo COP, pois este não é uma função estritamente crescente no CV. Embora o CV da usina esteja contribuindo linearmente para o aumento do termo COP, o menor despacho médio de energia das usinas que possuem CV alto acaba tendo um efeito prevalecente quando o CV já é relativamente alto. Os GRÁFICOS A1 e A2, no apêndice (9.2), apresentam o comportamento dos termos COP e CEC do índice ICB.

Uma maneira mais interessante para visualizar o efeito que o aumento do CV acarreta sobre a competitividade das usinas termelétricas, sob o atual marco regulatório, poderia ser vista traçando-se uma curva de receita fixa versus CV que mantivesse o índice ICB constante. Para a construção desta curva fixou-se o índice ICB e a disponibilidade de energia em valores idênticos aos da usina Global 1. O GRAF. 2, abaixo, apresenta os resultados encontrados.

⁷ Deve-se observar que a escala do eixo das ordenadas é mais compacta que a escala do eixo das abscissas.

GRÁFICO 2 – Curva de Índice ICB Constante



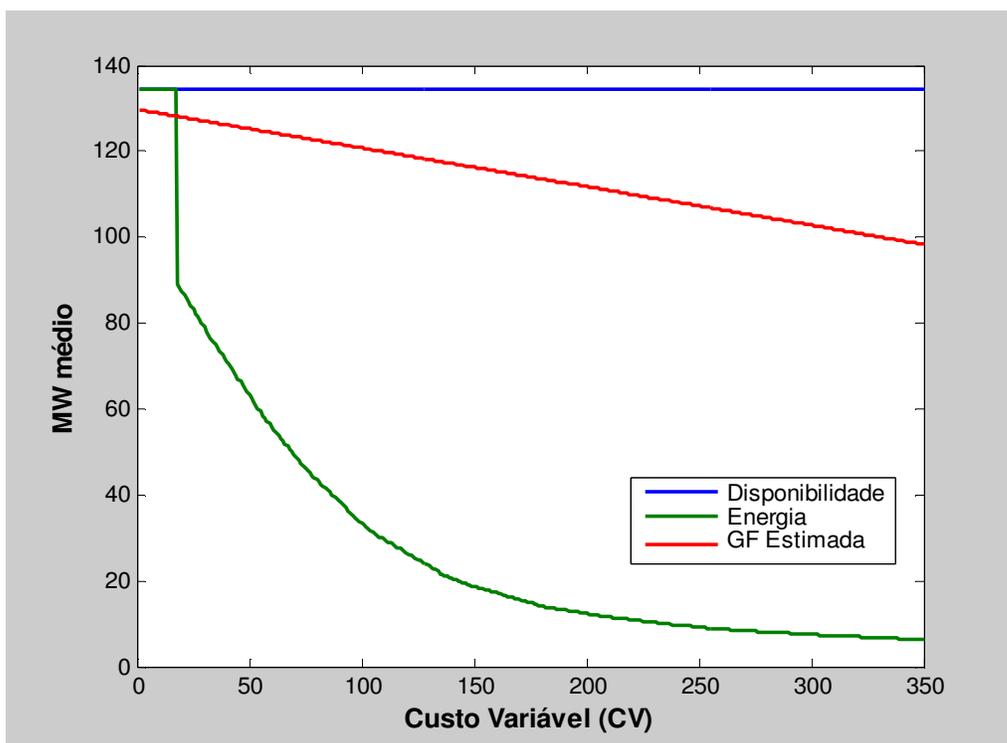
Todos os pontos da curva do GRAF. 2 apresentam o mesmo índice ICB e, conseqüentemente, teriam a mesma competitividade em um leilão de energia nova. Qualquer usina que tivesse tecnologia mais competitiva que a usina Global 1 estaria situada abaixo (ou à esquerda) da curva de ICB constante. É possível notar a partir do GRAF. 2 que usinas de CV baixo não podem apresentar custos fixos (receita fixa) muito mais elevados que usinas com CV alto. Uma usina hipotética com potência e disponibilidade de energia similar à Global 1 e com CV igual a R\$ 150/MWh poderia requisitar no leilão uma receita fixa anual de R\$ 77,3 milhões. Com esta configuração, a usina apresentaria um índice ICB de R\$ 135,90 que é o mesmo da usina Global 1. No entanto, a termelétrica Global 1 alcança este mesmo ICB com um CV bem maior (de R\$ 267,14) e com um receita fixa anual de R\$ 60,1 milhões. Conforme mencionado, as termelétricas de base (gás natural, carvão mineral e atômica) apresentam custos marginais de operação relativamente reduzidos, ao passo que demandam, em geral, pesados investimentos de capital e requerem um tempo de construção também relativamente maior devido à complexidade dos projetos. Estes

investimentos mais pesados de capital (e de tempo) acabam se refletindo em um pedido proporcionalmente mais elevado de receita fixa anual. Porém, conforme mostra o GRAF. 2, a margem para pedidos de receita fixa anual mais elevada é um tanto limitada, ainda que este pedido seja acompanhado de uma redução considerável no CV da usina. Esta pode ser então uma das razões que contribuíram para a formação de uma oferta de energia nova extremamente concentrada nas tecnologias sujas e de alto CV.

Tendo discutido a existência de um possível “viés” a favor das usinas de alto CV, resta agora analisar a origem de tal “viés”. O ICB procura medir o custo anual de um dado empreendimento termelétrico do ponto de vista do *pool* comprador de energia. Por isso, são contabilizadas as despesas com a receita fixa da usina, com os custos operacionais previstos, e com os gastos esperados com a compra de energia no mercado *spot* (em função do período em que a termelétrica ficará inoperante). Tendo sido feita a contabilidade das despesas, é escolhida a termelétrica que gera os menores custos ao *pool* de energia. Entretanto, estas despesas são ponderadas pela quantidade de Garantia Física (GF) atribuída a cada usina. O índice calcula o valor das despesas por unidade de GF que a usina agrega ao sistema. E esta atribuição de GF às usinas é o que de fato altera o perfil de competitividade perante os demais projetos. Uma nova termelétrica agrega valores ao SIN em duas dimensões: potência instalada e produção efetiva de energia. Uma usina cujo CV é demasiadamente alto vai ser despachada somente em cenários críticos de escassez de chuvas e, conseqüentemente, vai agregar pouco ao SIN na dimensão de produção efetiva de energia elétrica. Porém, esta nova usina termelétrica agrega mais capacidade instalada ao sistema, tornando-o mais seguro. Por conseqüência, este aumento de capacidade emergencial gera uma externalidade positiva que possibilita ao ONS operar os reservatórios das hidrelétricas com maior nível de “agressividade” consumindo, em média, um volume maior de água, o que acaba contribuindo para uma redução no custo médio de energia. Sendo assim, ambas as qualidades – capacidade e fornecimento efetivo de energia – são de grande importância para o SIN. O que a GF faz, em última instância, é sintetizar estas duas grandezas em um só número.

Atualmente, a metodologia utilizada pelas entidades governamentais para o cálculo da GF das termelétricas pondera com muito mais peso as características relacionadas à capacidade instalada do que as características relacionadas à geração efetiva de energia. O GRAF. 3, abaixo, compara o comportamento da GF, estimada pela equação linear (5.3), com a geração média (esperada) de energia⁸ como função do CV das usinas termelétricas. Apresenta ainda a disponibilidade de energia da usina referencial em questão (134,5 MW).

GRÁFICO 3 – Garantia Física Estimada e Potência Média Despachada



⁸ A curva de geração média (esperada) de energia pode ser construída a partir da matriz dos elementos $Gera_{ij}$ utilizando-se metodologia similar à aplicada para o cálculo do ICB. O salto discreto observado na curva de geração média de energia é proveniente da existência do PLD mínimo (atualmente em R\$ 17,60) discutido na Seção 2. Como o preço *spot* nunca é inferior ao PLD mínimo, a geração das usinas cujo CV é inferior ao PLD mínimo é equivalente a sua disponibilidade total, uma vez que sempre serão chamadas pelo ONS a despachar energia. O salto decorre em virtude da massa de probabilidade no preço PLD mínimo.

Deve-se notar que a curva de GF estimada como função do CV das usinas está muito mais próxima à disponibilidade total de energia da usina do que da geração média esperada de energia. Desta forma, usinas com CV demasiadamente alto recebem uma quantidade de GF apenas ligeiramente inferior às usinas cujo CV é baixo. Por exemplo, uma usina cujo CV fosse de R\$ 270,00 contribuiria com um despacho médio efetivo de energia de apenas 6,20% de sua disponibilidade total de energia, ao passo que ganharia uma GF correspondente a 78,45% de sua disponibilidade total. Portanto, a maneira como se dá a ponderação das grandezas relacionadas à capacidade e produção efetiva de energia é determinante para o sucesso competitivo de uma ou de outra tecnologia termelétrica. Desta forma, é bastante provável que as metodologias de cálculo aplicadas à seleção de projetos termelétricos, principalmente dos que tratam da GF, realizados sob o atual marco regulatório, estejam gerando um “viés” no sentido de aumentar a rentabilidade relativa dos empreendimentos de alto CV.

Entretanto, conforme será discutido na Seção 5.2, este “viés” de rentabilidade pode ser desejável, uma vez que dependendo das condições de preços *spot* futuros (preços médios baixos), o investimento ótimo seria de fato aquele que apresentasse os menores custos fixos, pois ainda que o CV seja demasiadamente elevado, a usina em questão entraria em operação apenas nos períodos hidrológicos mais críticos de tal forma que seu elevado CV não viria a constituir uma despesa significativa ao *pool* de energia.

5.2

Seleção de tecnologias termelétricas

Esta subseção tem a finalidade de apresentar um modelo teórico simplificado para a seleção de tecnologias termelétricas e discutir, posteriormente, a metodologia que vem sendo utilizada pelas entidades governamentais para a seleção dos novos projetos termelétricos.

O modelo pressupõe a existência de apenas dois tipos de tecnologia termelétrica, a tecnologia de base (B) e a tecnologia emergencial (E):

- Tecnologia B: custo fixo alto (CF^B), mas com custo variável baixo (CV^B).
- Tecnologia E : custo fixo baixo (CF^E), mas com custo variável alto (CV^E).

O objetivo é fazer com que um planejador central escolha de maneira ótima quanto contratar de capacidade instalada de cada tipo de tecnologia, de tal forma a minimizar o gasto total esperado com a compra de energia pelos consumidores finais. O planejador central escolhe, antes da realização da demanda futura por energia termelétrica, o quanto prover de K^B (capacidade instalada de tecnologia de base) e K^E (capacidade instalada de tecnologia emergencial). O mercado de oferta de capacidade instalada é competitivo de tal forma que o aluguel de capacidade do tipo K^i , por um período de tempo, custa no mercado $CF^i.K^i$. A contratação de K^B e K^E é de longo prazo e só pode ser alterada no período seguinte. Tendo sido feita a contratação, o operador do sistema solicita o despacho de energia de acordo com a regra de despacho do ONS descrita na Seção 2 deste artigo.

A demanda total por energia (hídrica e térmica) é constante e normalizada em uma unidade. A incerteza está no regime de chuvas, de tal forma que a demanda por energia termelétrica (D) é uma variável aleatória com $D \in [0,1]$. D assume o valor 0 (zero) caso toda a energia seja suprida por hidrelétricas e assume o valor 1 (um) caso não exista disponibilidade alguma de água nos reservatórios. O planejador central não conhece de antemão a demanda por energia termelétrica, porém, sabe estimar sua distribuição de probabilidades $G(D)$. A distribuição $G(D)$ pode ser construída a partir das condições de ótimo do problema do operador do sistema derivado na Seção 2. De acordo com a equação (2"), tem-se:

$$c_t^B(q_t^B) = c_t^E(q_t^E) = \phi_t = \text{preço spot}_t$$

$$\text{Logo, } q_t^B = c_t^{B^{-1}}(\phi_t)$$

$$q_t^E = c_t^{E^{-1}}(\phi_t)$$

$$\text{Desta maneira, } D = q_t^B + q_t^E = c_t^{B^{-1}}(\phi_t) + c_t^{E^{-1}}(\phi_t)$$

A distribuição de D é então derivada a partir da distribuição dos preços *spot* ϕ_t que depende, por sua vez, da aleatoriedade dos cenários hidrológicos. Para a versão do problema do planejador central com custos marginais constantes, a metodologia é análoga embora as quantidades demandadas sejam obtidas de forma discreta:

$$\text{Se } \phi_t < CV^L < CV^H \Rightarrow q_t^B = 0 \text{ e } q_t^E = 0$$

$$CV^L < \phi_t < CV^H \Rightarrow q_t^B = K^B \text{ e } q_t^E = 0$$

$$CV^L < CV^H < \phi_t \Rightarrow q_t^B = K^B \text{ e } q_t^E = K^E$$

$$\text{e } D = q_t^B + q_t^E$$

O planejador central realiza suas escolhas de K^B e K^E fixando previamente um parâmetro de risco α para o sistema. Desta forma, $G(K^B + K^E) = 1 - \alpha$, isto é, existe uma probabilidade igual a α de a realização da variável aleatória D ser superior à capacidade máxima instalada ($K^B + K^E$) implicando em um racionamento de energia.

O planejador central minimiza então o custo total esperado pelos consumidores de energia:

$$\begin{array}{l} \text{Min}_{\substack{q^B, q^E \\ K^B, K^E}} \quad CV^B E_D[q^B] + CF^B K^B + CV^E E_D[q^E] + CF^E K^E \\ \text{s.a.} \quad \left\{ \begin{array}{l} G(K^B + K^E) = 1 - \alpha \\ q^B + q^E = \min(D, K^B + K^E) \\ q^B \leq K^B \\ q^E \leq K^E \end{array} \right. \end{array}$$

Resolvendo K^E como função de K^B :

$$\begin{aligned} G(K^B + K^E) = 1 - \alpha &\Rightarrow K^B + K^E = G^{-1}(1 - \alpha) \\ &\Rightarrow K^E = G^{-1}(1 - \alpha) - K^B \end{aligned}$$

As quantidades ótimas q^{*B} e q^{*E} são facilmente resolvidas como função das capacidades K^B , K^E e da demanda por energia termelétrica D :

$$\begin{aligned} q^{*B} &= \min(D, K^B) \\ q^{*E} &= \min(D, K^B + K^E) - \min(D, K^B) \end{aligned}$$

Como o custo marginal da usina com tecnologia B é mais baixo, caso a demanda D seja alta, esta usina despachará sua capacidade máxima de produção. Por outro lado, se a demanda for inferior à capacidade máxima da usina B, ela só necessita gerar energia suficiente para atender à demanda. A usina com tecnologia E, por sua vez, só é despachada quando a demanda exceder a capacidade máxima de produção da usina tipo B, ou seja, K^B .

Logo, substituindo-se as soluções q^{*B} e q^{*E} no problema de minimização, e

isolando-se K^E como uma função de K^B , o problema fica restrito à escolha de qual é a capacidade ótima K^{*B} :

$$\begin{aligned} \text{Min}_{K^B} \quad & CV^B E_D[\min(D, K^B)] + CF^B K^B + CV^E E_D[\min(D, K^B + K^E) - \min(D, K^B)] \\ & + CF^E [G^{-1}(1 - \alpha) - K^B] \end{aligned}$$

Coletando termos e simplificando obtém-se:

$$\begin{aligned} \text{Min}_{K^B} \quad & (CV^B - CV^E) E_D[\min(D, K^B)] + (CF^B - CF^E) K^B \\ & + CV^E E_D[\min[D, G^{-1}(1 - \alpha)]] + CF^E [G^{-1}(1 - \alpha)] \end{aligned}$$

A condição de primeira ordem é a seguinte:

$$(CV^B - CV^E) \frac{\partial}{\partial K^B} E_D[\min(D, K^B)] + CF^B - CF^E = 0$$

$$\Rightarrow \frac{\partial}{\partial K^B} E_D[\min(D, K^B)] = \frac{CF^B - CF^E}{CV^E - CV^B} \quad 5.2.1$$

O termo à esquerda da equação (5.2.1) é desenvolvido no apêndice e a equação simplifica para:

$$1 - G(K^{*B}) = \frac{CF^B - CF^E}{CV^E - CV^B} \quad 5.2.2$$

e K^E , tal como antes, é dado pela seguinte expressão:

$$K^E = G^{-1}(1 - \alpha) - K^B \quad 5.2.3$$

Sendo assim, a escolha de quanto contratar de capacidade instalada da tecnologia de base depende, fundamentalmente, da razão entre as diferenças nos custos fixos e as diferenças nos custos variáveis e também do formato da distribuição acumulada $G(\cdot)$. Dada a escolha de capacidade da tecnologia de base, o montante de contratação ótima de tecnologia emergencial depende do parâmetro de risco do sistema e da distribuição acumulada $G(\cdot)$. Quanto menor for o parâmetro de risco, maiores serão os desembolsos de capital destinados à contratação de capacidade emergencial.

O modelo acima, ainda que seja uma versão muito simplificada da realidade, fornece alguns *insights* relevantes. Devido ao fato de a demanda por energia termelétrica D ser uma variável aleatória, a presença de duas tecnologias distintas (e não apenas uma) de geração termelétrica contribui no sentido de reduzir o custo total esperado pelos consumidores de energia. Isso porque no ótimo, o planejador central escolhe contratar montantes positivos de ambas as tecnologias⁹ (vide equações 5.22 e 5.23). Obviamente, se a demanda D fosse conhecida *a priori* o ótimo seria contratar sempre a tecnologia de base no exato montante necessário. Desta maneira, a incerteza é um elemento importante que não só viabiliza, mas torna desejável (do ponto de vista da minimização de custos) a coexistência de tecnologias¹⁰. Isso evidencia que existe de fato um papel relevante (complementar) para as usinas emergenciais, ainda que estas usinas possuam custos marginais de operação que são aparentemente muito elevados. O modelo demonstra também a regra ótima para a seleção de capacidade termelétrica quando se conhece a distribuição da demanda por energia termelétrica.

Entretanto, o mecanismo de seleção de projetos termelétricos utilizado pelas entidades governamentais sob o atual marco regulatório não é um mecanismo de escolha direta. Tal como visto na Seção 4 e na Subseção 5.1, o mecanismo de escolha

⁹ Assumindo valores não superiores a unidade para o termo da razão de custos no lado direito da equação (5.22). Se o valor da razão for superior a unidade, o montante contratado de K^B será igual a zero.

¹⁰ É claro que a coexistência de tecnologias também resulta nos benefícios mais óbvios de diversificação das fontes térmicas e a conseqüente redução do risco de desabastecimento.

se dá por meio da regra do menor índice ICB. Os leilões de energia nova são concebidos com o intuito de selecionar os empreendimentos termelétricos por meio de um mecanismo de mercado em que, teoricamente, os agentes competiriam livremente, cada qual com sua respectiva tecnologia. A tecnologia ou o projeto mais competitivo seria naturalmente escolhido para compor a nova oferta de energia termelétrica. O problema do mecanismo é que a competição é endógena aos vários parâmetros previamente estabelecidos pelo regulador. Os investidores não recebem como sinal um preço de mercado efetivo que reflita a escassez relativa de uma determinada tecnologia. Ao contrário disso, o leilão é todo orientado pelo sinal advindo do índice ICB, que por sua vez, depende das inúmeras atribuições feitas pelas entidades governamentais. O governo, por intermédio das entidades relacionadas ao setor elétrico (MME, ONS, EPE, e etc), calcula o índice ICB das usinas utilizando sua esperança para os preços *spot* futuros. Também, como visto na subseção 5.1, a metodologia utilizada para a atribuição da Garantia Física para cada tipo de usina modifica substancialmente a competitividade dos projetos. É neste sentido que se pode dizer que a competição estabelecida nos leilões de energia nova é uma competição endógena às escolhas do regulador. Primeiro o regulador escolhe as características que, segundo sua metodologia e sua esperança sobre as condições de preços futuros, mais agregam valor ao sistema. Posteriormente, depois de feitas as devidas atribuições é realizado o leilão para a escolha dos projetos mais “competitivos”.

Desta maneira, a competição entre projetos acaba sendo mais “verdadeira” somente para aquelas usinas que possuem custos variáveis muito semelhantes. Nestes casos, a metodologia aplicada pelo governo interfere igualmente na competitividade destes projetos e o leilão, em última instância, seleciona aquele projeto que solicitar uma receita fixa anual mais baixa. No entanto, quanto maior for a discrepância entre os custos variáveis dos projetos concorrentes maior será o impacto da metodologia aplicada pelo governo na competitividade final dos empreendimentos. Sendo assim, quando se trata de escolhas tecnológicas (usualmente diferentes tecnologias são acompanhadas de CVs distintos) pode-se argumentar que a metodologia utilizada

pelo governo provavelmente gera um viés de seleção a favor de uma ou de outra tecnologia em relação àquilo que seria observado em um mercado livre, em que os investimentos seriam naturalmente orientados através do sinal emitido pelos preços *spot* formado pela interação entre a oferta e a demanda por energia. Sendo assim, passa a ser questionável a necessidade de se organizar um leilão para a escolha daquelas tecnologias que formarão a nova oferta de energia, quando o resultado deste mecanismo já é fortemente “contaminado” pelas crenças que o governo possui acerca do futuro e por suas preferências, explicitadas, principalmente, na metodologia de cálculo da GF.

O modelo teórico desta seção mostra que tecnologias com funções custo diferenciadas trabalham de modo complementar na presença de incerteza. Dessa forma, o benefício marginal da expansão da capacidade instalada com um determinado tipo tecnologia depende do formato da distribuição acumulada da demanda por energia termelétrica e da razão entre a capacidade já instalada desta tecnologia e a capacidade instalada das tecnologias que seriam complementares¹¹ a esta. Sendo assim, duas tecnologias diferenciadas, não são tecnologias perfeitamente substitutas e talvez não devessem estar no mesmo leilão de energia. É provável que o mais sensato em um sistema elétrico já altamente regulado como o é o SIN, em que o governo atua (utilizando o programa NEWAVE) como formador de preços no mercado *spot* e detém o monopólio da decisão sobre o despacho de energia sobre todas as usinas hidrelétricas e termelétricas, fosse selecionar as tecnologias que farão parte da oferta de energia nova por um mecanismo de seleção direta nos moldes do modelo desenvolvido nesta seção. As tecnologias seriam previamente escolhidas com base nas estimativas (atualizadas) do governo acerca da distribuição da demanda por energia termelétrica que depende, obviamente, do perfil do parque gerador (hidrelétrico e termelétrico) do período anterior e das expectativas do governo sobre o cenário hidrológico. Tendo sido escolhido o perfil tecnológico ótimo para a expansão da capacidade termelétrica, poder-se-ia realizar os leilões de energia com o intuito de

¹¹ Complementares no sentido de terem funções custo diferenciadas, isto é, com inversão de valores entre os custos fixos e os custos variáveis.

selecionar aqueles empreendedores que pudessem oferecer aquele tipo de tecnologia requerida pelo governo ao menor custo possível. Dessa forma, haveria uma demanda bem especificada pelo governo para cada tipo de tecnologia e seria organizado um leilão em separado para cada tecnologia. A organização de múltiplos leilões já ocorre hoje. Porém, o desenho atual contempla apenas a separação entre os grandes subgrupos: usinas hidrelétricas, usinas termelétricas e usinas de fonte alternativa (eólica, biomassa, solar e etc). Todavia, a importância do subgrupo das termelétricas será crescente ao longo do tempo na matriz energética brasileira, principalmente, em virtude da menor disponibilidade de grandes aproveitamentos hidráulicos próximos aos principais centros consumidores. O subgrupo das termelétricas é consideravelmente heterogêneo (custos variáveis muito díspares entre as várias tecnologias possíveis) para ser tratado em um único bloco. Este problema não é tão grave entre o subgrupo das hidrelétricas devido ao fato de os custos variáveis destas usinas serem todos muito semelhantes e muito próximos a zero. Conforme mencionado na Seção 2, o principal custo da geração hidrelétrica é o custo de oportunidade da água. Sendo assim, a questão da eficiência relativa entre projetos hidrelétricos é resolvida em um plano de análise mais simplificado.

Este mecanismo em dois passos, com escolha direta da tecnologia e a posterior realização de um leilão para selecionar o empreendimento mais competitivo parece ser mais eficaz no que diz respeito ao aproveitamento das complementaridades entre as distintas tecnologias do que a metodologia de seleção indireta via índice ICB. Esta solução proposta parece ter a princípio um viés estatizante, com mais interferência do governo sobre o setor. Porém, a realização de um leilão em que o governo define diversos parâmetros que interferem consideravelmente na competitividade dos projetos e as suas expectativas sobre as condições (preços, crescimento de demanda, crescimento de oferta, composição tecnológica da oferta de energia nova e etc.) futuras do mercado de energia (e não dos agentes) é que são determinantes para a seleção dos empreendimentos, também não é muito diferente disso. Entretanto, ambas as soluções são insatisfatórias para o longo prazo. A decisão ótima de quanto ofertar de capacidade instalada de cada tipo de tecnologia não é tarefa fácil. Como visto,

diferentes tecnologias contribuem de forma distinta para um sistema elétrico. A decisão de quanto oferecer de remuneração para as características relacionadas à oferta de capacidade instalada vis-à-vis aquelas relacionadas à geração efetiva de energia é uma tarefa bastante complexa para ser realizada de maneira centralizada. Muitos são os fatores a serem considerados nesta análise para que a oferta de energia contemple de maneira adequada as preferências dos consumidores de energia.

Este não é um problema particular do sistema elétrico brasileiro. Em alguns sistemas elétricos, tais como o PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland), a liberalização do setor de energia foi seguida pela criação dos mercados de capacidade de energia. Em seu conjunto são conhecidos como *Installed Capacity Market* (ICAP). Nestes mercados são negociados direitos sobre a capacidade instalada de certas usinas. As usinas de custo marginal elevado também entram em operação com pouca frequência e, desta forma, ficam ociosas grande parte do tempo. Porém, obtém grande parte de suas receitas com a venda destes direitos sobre sua capacidade instalada no ICAP. As distribuidoras e outros participantes compradores de energia adquirem estes direitos que são equivalentes a opções de compra sobre a energia destas usinas. As usinas têm a liberdade de vender sua energia em outros mercados que por ventura estejam negociando energia a preços superiores ao PJM. Porém, os compradores destas opções podem exercê-las a qualquer momento e, desta forma, as usinas geradoras teriam que disponibilizar a energia requerida ao preço *spot* do mercado PJM, suspendendo a exportação para outros mercados. O fluxo financeiro proveniente da venda destas opções sobre a capacidade instalada remunera, em boa parte, a ociosidade destas usinas de custo marginal elevado (Stoft, 2000 ; Creti e Fabra, 2003).

No entanto, os sistemas que utilizam os mercados de capacidade o fazem impondo simultaneamente restrições sobre o preço máximo negociado nos mercados de energia (*price caps*). O regulador escolhe um teto para o preço da energia com o objetivo de diminuir o poder de mercado por parte das usinas geradoras, uma vez que a demanda por energia elétrica é fortemente inelástica. Outros sistemas adotam

soluções ainda mais liberais para orientar os investimentos em geração de energia. A título de exemplo, o sistema elétrico do Texas (ERCOT) nunca utilizou os mercados de capacidade de energia. A livre movimentação dos preços no mercado de energia é o principal *driver* para orientar o investimento em geração de capacidade. O mesmo ocorre com o sistema da Inglaterra e Wales, que abandonou os mercados de capacidade quando introduziu o New Electricity Trading Arrangements (Joskow, 2006). Nestes sistemas, os investimentos são orientados pelos price *spikes* do mercado de energia. A frequência e a amplitude destes picos de preço são importantes sinalizadores para os investidores de qual é o tipo de tecnologia mais adequada para atender às necessidades da demanda expressas no formato da curva de preços de energia. Os investidores, de posse de suas expectativas acerca das condições futuras do mercado de energia e do conseqüente formato da curva de preços, escolhem de maneira descentralizada aquelas tecnologias que maximizarão seus lucros esperados ponderados pelo risco de cada projeto. Foge do escopo deste trabalho realizar uma análise mais profunda dos prós e contras destes dois arranjos institucionais como mecanismos de indução do investimento na geração de capacidade instalada. Para uma discussão mais aprofundada sobre este assunto ver Stoft (2000), Creti e Fabra (2003) e Joskow (2006).

Desta maneira, a tarefa de valoração dos atributos de cada fonte tecnológica é um tema relevante em diversos sistemas e mercados de energia. No sistema elétrico brasileiro, as entidades governamentais procuram recriar as condições de um mercado através do cálculo do índice de ICB. No entanto, simular de maneira centralizada as condições de um mercado de energia, que reflita adequadamente as preferências dos consumidores de energia, dos agentes distribuidores, e dos geradores não é tarefa simples. As chances de se criar um mecanismo que não espelhe de maneira correta a verdadeira propensão a pagar dos distribuidores ou consumidores finais por cada tipo de energia (ou mesmo da quantidade ótima de racionamento) são elevadas. Neste sentido, o desenvolvimento do mercado livre de energia, que já responde atualmente por um quarto do consumo total de energia, provavelmente é a solução mais adequada para orientar a formação de uma matriz energética que de fato reflita as

preferências dos consumidores expressas em suas funções de demanda por energia e contemple as crenças e expectativas dos produtores de energia relativas às condições futuras do setor. O desenvolvimento de um bom mercado de energia livre pode ser a melhor ferramenta para realizar, por meio de seu sofisticado mecanismo de preços, o complexo trabalho de valoração dos atributos de cada tipo de tecnologia de geração de energia.