



# A COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL NO BRASIL

Diogo Lisbona Romeiro<sup>1</sup>Edmar Fagundes de Almeida (coautor)<sup>2</sup>

Copyright 2014, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014**, realizado no período de 15 a 18 de setembro de 2014, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014*.

---

## Resumo

A oferta interna de gás natural no Brasil deve se elevar significativamente no médio prazo, com a exploração de recursos *offshore* e *onshore*. A geração termelétrica se destaca dentre as possibilidades de monetização dos futuros recursos. O setor elétrico apresenta uma demanda crescente por fonte firme de energia capaz de garantir o suprimento de energia frente à expansão em curso das fontes intermitentes e da perda gradual da capacidade de regularização dos reservatórios hídricos. O *market design* atual do setor estabeleceu a realização de leilões de energia para promover a competição *pele mercado* futuro das distribuidoras. Para comparar e selecionar as fontes que irão complementar a expansão prioritariamente hídrica do parque gerador, é utilizado um Índice Custo Benefício (ICB). A forma atual de cálculo do ICB penaliza termelétricas voltadas para a geração na base, favorecendo a contratação de fontes flexíveis e complementares ao despacho predominantemente hídrico. Este artigo apresenta o modelo de cálculo do valor de competitividade do gás natural para novos projetos de geração termelétrica, no atual contexto do setor elétrico nacional. Os leilões de energia nova realizados em 2013 registraram uma elevação do patamar do ICB para valores em torno de R\$ 130/MWh. Esta tendência de aumento deve permanecer nos próximos leilões, resultando em valores de ICB superiores a R\$ 140/MWh. Neste cenário, considerando a calibragem do cenário-base do Modelo desenvolvido pelos autores, o preço do gás natural, isento de impostos, pago ao *upstream* pela térmica pode alcançar US\$ 7/MMBtu.

## Abstract

The exploration of offshore and onshore resources should significantly increase the domestic supply of natural gas in Brazil in the medium term. The thermal generation stands out among the possibilities for natural gas monetization in the near future. The electricity sector has a growing demand for firm power source capable of ensuring security of supply in a context of rapid expansion of intermittent renewable sources and of gradual loss of regularization's ability the hydro reservoirs. The current market design establishes power auctions to promote competition for the future market of the distribution companies. A Cost Benefit Index (ICB) was defined to compare and select which sources will complement the expansion of hydropower, which is energy policy's priority choice. The current methodology for the calculation of ICB penalizes base load thermal generation and favors the long-term contracting of sources which are flexible and complementary to predominantly hydro dispatch. This paper presents a model of calculating the value of competitiveness of natural gas for new thermal generation's projects, in the current context of the Brazilian electricity sector. The procurement auctions for new energy conducted in 2013 recorded an increase on the ICB's level to values around R\$ 130/MWh. This increasing trend should remain at upcoming auctions resulting in ICB's values exceeding R\$ 140/MWh. From this perspective, considering the calibration of the baseline scenario of the Model developed by the authors and current level of exchange rate, the price of natural gas (tax free) paid to the upstream can reach up to \$ 7/MMBtu.

---

<sup>1</sup> Mestrando – PPGE/IE/UFRJ, Assistente de Pesquisa – Grupo de Economia da Energia/IE-UFRJ.

<sup>2</sup> Doutor, Professor Associado do Instituto de Economia – UFRJ.

## 1. Introdução

Analisar os determinantes da competitividade do gás natural na geração de energia elétrica no Brasil revela-se um estudo cada vez mais premente. Por um lado, há uma grande expectativa de aumento da oferta interna de gás natural no médio prazo, o que elevará significativamente a importância do energético no cenário nacional. Por outro, as perspectivas atuais do setor elétrico brasileiro apontam para a direção de uma mudança irreversível do perfil da matriz elétrica, que deverá se distanciar cada vez mais de sua histórica predominância hídrica.

O cenário otimista para a oferta futura de gás natural no Brasil decorre, principalmente, da exploração dos Campos do Pré-sal e da expectativa do aproveitamento do gás *onshore*, inclusive não-convencional. Embora as projeções para o incremento da oferta *offshore* ainda sejam muito incertas, a produção do óleo certamente irá proporcionar volumes significativos de gás associado. A 12ª Rodada realizada em 2013 pela ANP, por sua vez, dedicada a blocos *onshore*, indica a aposta do Governo na exploração de áreas terrestres com alto potencial de produção de gás não-convencional.

Entretanto, o estágio de maturidade atual da indústria do gás natural no Brasil, que apresenta parca infraestrutura de transporte, distribuição e armazenagem, compromete a monetização dos futuros recursos, principalmente *onshore*. Na ausência de gasodutos próximos aos recursos encontrados, destinar a potencial oferta para os segmentos industrial, comercial ou residencial pode tornar-se impraticável (ALMEIDA e COLOMER, 2013). Nesta perspectiva, a geração termelétrica (*gas-by-wire*) se destaca face às dificuldades enfrentadas pelos demais vetores de monetização.

O complexo termelétrico de Parnaíba, no Maranhão, é um exemplo simbólico das vantagens que a monetização via geração termelétrica apresenta. A térmica pode ser implantada muito próxima aos poços de produção e à linha de transmissão, tendo em vista a grande extensão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que recobre quase a totalidade do território continental brasileiro. Considerando os contratos de disponibilidade de energia firmados no mercado regulado, que atende os consumidores cativos das distribuidoras, a recuperação do capital investido na térmica é garantida por uma receita anual fixa definida no leilão. A monetização do gás, por sua vez, definida pelo grau de inflexibilidade da termelétrica e pela frequência efetiva de despacho, também é coberta pelo custo variável unitário da geração flexível estabelecido no leilão. A térmica ainda conta com a possibilidade de destinar parte de sua energia ao mercado livre, potencializando a sua receita. Desta forma, a monetização do gás via geração elétrica pode viabilizar a exploração desses recursos economicamente irrecuperáveis (*stranded gas*).

O setor elétrico, por sua vez, se encontra em um ponto de inflexão delicado. Há uma crescente percepção acerca da mudança estrutural do perfil da matriz elétrica brasileira, sinalizando possíveis riscos à garantia de suprimento. A matriz brasileira ainda é primordialmente hídrica, contando com significativos reservatórios de armazenagem que permitem guardar a energia excedente das aflúncias caudalosas do período úmido para posterior utilização no período seco. A capacidade desses reservatórios, no entanto, está estagnada há muito tempo e não vislumbra nenhuma possibilidade de expansão, o que os torna, a cada ano, menos relevantes frente à demanda crescente do país. Enquanto o *backup* do sistema está se reduzindo cada vez mais, a matriz se expande na direção de fontes intermitentes – eólica e usinas a fio d'água. A fronteira da expansão hídrica, por seu turno, está na conflituosa Amazônia, que apresenta inúmeras barreiras (econômicas, sociais, políticas e ambientais) à construção de grandes usinas. Neste cenário, a participação das termelétricas se impõe não apenas como fonte de *backup*, mas também como fonte firme para geração na base.

Neste contexto, investigar o grau de competitividade das termelétricas a gás natural no âmbito dos Leilões de Energia Nova revela-se um importante estudo para verificar o potencial de monetização dos recursos a serem explorados no médio prazo e, principalmente, para averiguar se a atual competição entre as fontes no setor elétrico permitirá a contratação de um parque térmico condizente com a nova realidade brasileira.

## 2. A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Setor Elétrico Brasileiro

### 2.1. A Competitividade na Geração de Energia

A competitividade de uma dada tecnologia de geração de energia elétrica é um atributo que indica a sua capacidade de concorrer com as demais alternativas possíveis. Competitividade pressupõe, então, algum grau de concorrência, seja *no mercado* ou *pelo mercado*. A competição entre as tecnologias é definida principalmente por dois fatores: pela disponibilidade da fonte utilizada e pela política energética.

A competição entre as tecnologias de geração elétrica está indissociavelmente relacionada à concorrência entre as fontes existentes que estão efetivamente à disposição do sistema. A disponibilidade da fonte é fator delimitador da competição quando a sua ausência inviabiliza a utilização da tecnologia. Por exemplo, a eólica não figura na competição entre as tecnologias se não houver incidência de vento suficiente na região compreendida pela matriz elétrica. Porém, se a fonte escassa no território da matriz elétrica puder ser importada, a tecnologia que a utiliza em seu processo torna-se viável, isto é, compete com as demais. Ou seja, a viabilidade da escolha tecnológica está diretamente relacionada à

possibilidade de acesso a fonte primária, que se realiza pela existência de uma oferta interna ou pela viabilidade de uma oferta externa. Neste sentido, a opção por hidrelétricas reflete o potencial hídrico à disposição da matriz, do mesmo modo que a escolha por térmicas movidas a gás natural decorre da disponibilidade de reservas domésticas ou de um acesso seguro a reservas externas – seja por gasodutos que transportem recursos vizinhos, seja por plantas de regaseificação que permitam a importação de gás natural liquefeito (GNL) proveniente do mercado internacional.

Como o sistema elétrico se estrutura nos territórios e a eletricidade é um bem essencial indispensável ao desenvolvimento e ao bem-estar das sociedades modernas, o Estado empreende políticas públicas no setor energético com o objetivo primordial de garantir o suprimento de eletricidade, a preços módicos, no curto, médio e longo prazo (PINTO JR. et al., 2007). Desta forma, a política energética pode privilegiar algumas alternativas tecnológicas em detrimento de outras, afetando, assim, a competição entre as fontes. Mais especificamente, a política energética pode eleger quais as tecnologias poderão ser selecionadas. Por exemplo, a política pode banir algumas alternativas, como usinas nucleares – por insegurança frente aos riscos de acidentes ou às dificuldades de armazenamento dos dejetos radioativos –, ou termelétricas a carvão – por limitações da política ambiental que, visando reduzir o nível de emissões de gases de efeito estufa, condene a utilização de fontes mais poluentes na geração de energia.

Enquanto a competição entre as tecnologias é definida pela disponibilidade da fonte primária e pelas restrições da política energética, outros fatores determinam o âmbito da concorrência, isto é, o *locus* onde ocorre a disputa entre as alternativas. A política energética, o arcabouço institucional e o aparato regulatório conformam a estrutura geral na qual se estabelece a concorrência entre as tecnologias, o que pode ser entendido como o *market design* do setor. É o desenho do mercado que determina se as tecnologias competem *no mercado* ou *pelo mercado* de suprimento de energia elétrica.

O planejamento é um aspecto crucial no *market design* do setor elétrico, dado as características sistêmicas do produto-processo eletricidade. Para garantir o suprimento de energia, não apenas a operação, mas também a expansão do parque gerador deve ser coordenada e planejada. Enquanto a administração da potência instalada disponível é uma responsabilidade do operador do sistema, a expansão do parque gerador é, em geral, uma questão de política energética, pois a responsabilidade da garantia do suprimento recai invariavelmente sobre o Estado. Neste sentido, a orientação da expansão da matriz – necessária para fazer frente ao descomissionamento das plantas em operação e, sobretudo, para acompanhar o crescimento da demanda – é delimitada pelo *market design* estabelecido. A direção da expansão pode ser definida diretamente pela política energética ou pode ser determinada, em algum grau, pelas forças do mercado, de tal forma que o planejamento pode ser indicativo, determinativo ou mesmo inexistente. Mas em qualquer circunstância, regras balizam a concorrência entre as tecnologias.

Uma vez definida a competição entre as possíveis tecnologias, pela política energética e pela disponibilidade das fontes, e delimitado o âmbito da concorrência, pelo *market design* do setor, podemos, enfim, identificar aspectos que determinam a competitividade de cada alternativa. Diversos fatores determinam o grau de competitividade da tecnologia, dentre eles destacam-se:

- Custo presente descontado do investimento da planta;
- Tempo necessário para a entrada em operação;
- Aspectos relacionados à oferta da fonte utilizada: o grau de disponibilidade, a facilidade de acesso, o custo, o caráter renovável ou não renovável, a natureza de fluxo ou estoque, a possibilidade e o custo de sua estocagem, etc.;
- Natureza da tecnologia, se ela é despachável ou não;
- Nível de internalização das externalidades decorrentes da instalação e operação das plantas;
- Complementariedade ou substituíbilidade com o parque gerador instalado.

Estes fatores também estão sujeitos às delimitações impostas pela política energética e pelo *market design* estabelecido, interferindo na competitividade de cada alternativa e, conseqüentemente, na escolha tecnológica para a expansão da matriz.

Tradicionalmente, a seleção dos projetos para a expansão da geração é guiada pela escolha da tecnologia que apresenta o menor custo (*least-cost*). Assim, o investimento em novas plantas, seja ele determinado por um planejador central ou pelas decisões descentralizadas do mercado, é fruto da consideração dos custos incorridos na construção, operação e manutenção ao longo de todo o ciclo de vida do projeto. Para comparar alternativas tecnológicas distintas que implicam na utilização de fontes diversas, recorre-se geralmente ao conceito de custo nivelado (*levelized cost*), que representa o custo por quilowatt-hora da construção e operação da planta ao longo de seu ciclo de vida (EIA, 2013).

Joskow (2011) pondera que a comparação entre projetos pelo custo nivelado está muito associada ao mundo regulatório regido pelo custo de serviço, quando os reguladores necessitavam de uma regra de bolso capaz de justificar a tarifa decorrente da escolha entre plantas com diferentes custos associados. Com a desverticalização da cadeia e o conseqüente surgimento, em muitos países, de mercados de energia elétrica, a lógica da expansão deveria passar a considerar os preços (*spot* e futuro) formados no mercado. O método de custos nivelados, no entanto, desconsidera o preço da energia gerada, ao supor que o quilowatt-hora produzido é similar entre as alternativas tecnológicas. Outra suposição implícita é que todas as plantas podem ser controladas pelo operador do sistema, sujeitando-se a regras de despacho. Desta forma, o método de custo nivelado apresenta inúmeras desvantagens e limitações face ao contexto atual de relevância dos mercados de energia e de significativa diversidade de fontes e de alternativas tecnológicas.

A reestruturação do setor elétrico empreendida nos anos 2000, como resposta à crise da liberalização introduzida na década anterior que culminou no racionamento de 2001, definiu um Índice Custo Benefício (ICB) para comparar as alternativas tecnológicas, selecionadas em leilões de energia *pelo mercado*, complementares à expansão prioritariamente hídrica da matriz elétrica brasileira. Veremos adiante como o ICB avalia as termelétricas a gás natural e como o seu cálculo afeta a competitividade dessas térmicas.

## 2.2. O Sistema Elétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro detém características muito singulares: a hidroeletricidade é a fonte predominante na matriz hidrotérmica; o território continental do país está praticamente todo integrado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN); e o consumo ainda se expande a taxas elevadas (LOSEKANN et al., 2013).

O parque gerador brasileiro é predominantemente hídrico, contando com usinas hidrelétricas que dispõem de grandes reservatórios de regularização e armazenagem que permitem guardar a energia excedente das aflúências caudalosas do período úmido para posterior utilização no período seco. O volume de água armazenável nos reservatórios representa uma reserva de energia superior a 200 TWh, o que equivale atualmente acerca de cinco meses da carga nacional, constituindo-se em um importante *backup* para o sistema. Ao permitir compensar as variações hidrológicas anuais, os grandes reservatórios alteram o papel desempenhado pela fonte hídrica na operação do sistema. Em geral, as hidrelétricas, por apresentarem uma geração rápida e flexível capaz de responder imediatamente às variações da carga, atendem prioritariamente a ponta da demanda. Ao contar com armazenagem considerável, a geração hídrica passa também a atender a base da carga, condicionando a operação presente e futura ao volume de água retido nos reservatórios e à expectativa das aflúências (D'ARAÚJO, 2009).

Outra importante singularidade brasileira deve-se a extensão do SIN, que recobre quase a totalidade do território continental do país, se configurando como um dos maiores sistemas interconectados do mundo. A Rede Básica que compõe o SIN é formada por mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão, que irá integrar até 2015 todas as capitais do país, com a inclusão total do subsistema Norte antes isolado. Mais do que interligar as quatro regiões geoeletricas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), a vasta extensão do SIN se traduz em vasos comunicantes que possibilitam o intercâmbio hídrico, constituindo um grande reservatório nacional.

Após o racionamento ocorrido em 2001, o consumo de eletricidade no país cresceu em média 4,5% ao ano. Mas como o Brasil ainda detém um baixo consumo *per capita* de eletricidade (2.545 kWh/ano), um crescimento contínuo da demanda é esperado no longo prazo – para o horizonte decenal 2013-2022 está previsto um aumento da carga no SIN de 4,2% ao ano (EPE, 2013; EPE/MME, 2013). Para fazer frente a este aumento, o parque gerador deverá se expandir continuamente a taxas elevadas.

O SIN, responsável por mais de 98% da carga nacional, conta com cerca de 115 GW de capacidade instalada. A fonte hídrica representa atualmente pouco mais de 77% dos cerca de 115 GW da capacidade instalada total do SIN. A participação termelétrica, excetuando as fontes nuclear (1,7%) e biomassa (4,3%), já alcança cerca de 15% da matriz. Dentre o parque termelétrico, o gás natural é a fonte mais importante, contribuindo com mais de 8% da potência instalada à disposição do SIN. Térmicas movidas a óleo combustível e a diesel representam 4% do total, enquanto as movidas a carvão apenas 1,8%. A eólica ainda apresenta uma participação diminuta, contribuindo com 1,7 GW. Mas até 2016, considerando os projetos já contratados nos últimos leilões, o parque eólico deve alcançar 11 GW, diversificando a matriz elétrica brasileira (ONS, 2013; EPE, 2013).

## 2.3. O Setor Elétrico Brasileiro

A reestruturação do setor elétrico, empreendida no primeiro Governo Lula em resposta ao racionamento, recuperou o planejamento centralizado da expansão do parque gerador. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada com o objetivo de auxiliar o Ministério de Minas e Energia (MME) no planejamento de longo prazo, enquanto a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi mantida para regular todo o setor. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada para ocupar o espaço do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), ficou responsável por medir os fluxos gerados e consumidos e por mediar as relações contratuais entre os agentes. O Operador Nacional do Sistema (ONS) foi preservado para realizar a complexa operação do SIN, centralizando os despachos. Na prática, o ONS atua como um monopolista, despachando as centrais geradoras sob uma lógica operativa que desconhece e ignora as relações contratuais subjacentes. Para otimizar a operação do sistema, o ONS utiliza modelos computacionais para definir o custo marginal de operação (CMO) dos subsistemas para o curto e médio prazo, que são utilizados na determinação do despacho hídrico-térmico ótimo do parque gerador, seguindo uma ordem de mérito que aciona primeiro as usinas com o menor custo. Assim, considerando a significativa capacidade de armazenagem dos reservatórios hídricos, o principal *trade-off* operativo do sistema brasileiro enfrentado pelo ONS se traduz em decidir se armazena água para o futuro ou a utiliza no presente. Neste sentido, o CMO expressa o custo de oportunidade da água retida nos reservatórios.

Neste contexto, duas atmosferas contratuais distintas foram estabelecidas: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). No ACL os consumidores livres – consumidores com demanda superior a 3 MW – podem negociar livremente seus contratos bilaterais de energia. Já no ACR, as distribuidoras,

responsáveis pelo mercado cativo, celebram contratos bilaterais de longo prazo com os geradores após licitação conjunta de suas demandas futuras (*pool* comprador).

As distribuidoras são obrigadas a estarem 100% contratadas para atender, em um horizonte de cinco anos, as suas previsões para a demanda futura de energia de seus mercados. Da mesma forma, os consumidores livres também devem ter contratos suficientes para fazer frente à sua carga. Para atender a contratação obrigatória do mercado regulado, leilões de energia, gerada por novas usinas ou já existentes, são realizados periodicamente, promovendo a expansão da oferta e perseguindo a modicidade tarifária (MAURER e BARROSO, 2011).

As diferenças entre o montante contratado e o efetivamente consumido ou gerado são liquidadas no mercado de curto prazo pelo preço de liquidação de diferenças (PLD). O PLD é, em verdade, o CMO utilizado na operação limitado a valores de mínimo e máximo anualmente determinado pela ANEEL, para mitigar o risco em exposições excessivas. Não se trata, portanto, de um preço forjado pela oferta e demanda de um mercado, mas a utilização de um paradigma operativo nas relações contratuais entre os agentes. Como existem restrições físicas de intercâmbio de energia entre as regiões geoeletricas do SIN, é determinado um PLD para cada submercado, utilizando o CMO de cada região.

Até o presente, o *market design* definido para o setor pela reestruturação dos anos 2000 foi exitoso em propiciar a expansão do parque gerador *pari passu* ao crescimento acentuado da demanda. Entretanto, como os anos recentes atestam, esta condição não se configurou suficiente para assegurar a garantia do suprimento em bases tarifárias módicas, objetivos estes perseguidos pela política energética.

#### 2.4. Os Leilões de Energia Nova e o Índice Custo Benefício

Nos Leilões de Energia Nova (LEN) diversos projetos, previamente habilitados pela EPE, concorrem *pelo mercado* futuro das distribuidoras. O desenho dos leilões não está definido em lei. As regras são estabelecidas pelo MME, que define, por meio de portaria específica, a sistemática para cada leilão. A ANEEL é a responsável por elaborar o edital dos leilões e a CCEE por promovê-los, registrando os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica do ACR (CCEAR). A quantidade de energia que cada agente pode ofertar no leilão não é dada apenas pela potência instalada da planta, mas pela garantia física (GF) atribuída a cada projeto pelo MME. Isto é, os potenciais empreendedores recebem certificados com uma dada quantidade de *energia assegurada* apta a ser comercializada em contratos de longo prazo. Essa energia assegurada é calculada com base nos modelos de otimização da operação do sistema, simulando o parque hidrotérmico e repartindo a garantia física entre os blocos de usinas hidrelétricas e termelétricas (DE OLIVEIRA, 2007).

Nos LEN são ofertados dois produtos distintos aos novos entrantes que disputam a demanda de energia, para eles desconhecida, do *pool* comprador: *produto quantidade* e *produto disponibilidade*. O *produto quantidade* é voltado para as hidrelétricas, que celebram contratos bilaterais com o *pool* das distribuidoras firmando entrega de determinado montante físico de MWh, para um longo período, a um preço definido no certame e indexado ao IPCA. Como a remuneração depende da quantidade efetivamente gerada ao longo do contrato, as hidrelétricas assumem o risco hidrológico. Para mitigar este risco a que estariam expostas, foi instituído um Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), compartilhando-o entre todas as hidrelétricas em operação. Já o *produto disponibilidade* é disputado pelas demais fontes – usinas termelétricas (movidas a gás natural, carvão, biomassa, óleo combustível, óleo diesel, etc.), eólica e solar, à exceção das usinas nucleares que não competem nos leilões. No produto disponibilidade, os vencedores celebram contratos bilaterais com o *pool* das distribuidoras, firmando disponibilidade de entrega de energia. O gerador recebe uma receita anual fixa para remunerar seu investimento e cobrir todos os seus custos fixos (incluindo sua operação inflexível) e estabelece um custo variável unitário (CVU) para cobrir a sua operação flexível (se for despachado além da inflexibilidade), que é repassado pelas distribuidoras aos consumidores. A operação se divide entre *flexível* e *inflexível* porque as termelétricas podem optar por deter algum grau de inflexibilidade na sua geração, isto é, reservar uma fração do período de um ano operacional em que a usina deverá ser obrigatoriamente despachada pelo ONS, independentemente da ordem de mérito vigente. Atualmente, o nível máximo permitido é de 50%.

Para realizar a comparação e consequente ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica, eólica e solar, foi elaborado um Índice Custo Benefício (ICB). O ICB constitui-se, assim, no método de comparação dos diferentes candidatos que disputam o produto disponibilidade nos LEN. O critério de decisão consiste em selecionar os projetos com menor valor de ICB. Desta forma, ao invés de selecionar a alternativa pelo menor custo nivelado, o Brasil compara as diferentes tecnologias através do ICB, selecionando a melhor relação custo-benefício.

O ICB (R\$/MWh) é definido como a razão entre o custo global do empreendimento (do ponto de vista do *pool* comprador) e o benefício energético de sua integração ao sistema, como nos mostra a Equação 1 (EPE, 2011). O custo global compreende todos os custos fixos da planta, o valor esperado dos custos de operação e o valor esperado dos custos econômicos de curto prazo incorridos pelo *pool* comprador. O benefício energético é avaliado pelo acréscimo observado na energia assegurada à disposição do *pool*, a garantia física, decorrente da inclusão da planta no sistema.

$$ICB \equiv \frac{\text{Custos Fixos} + E[\text{Custos de Operação}] + E[\text{Custos Econômicos de Curto Prazo}]}{\text{Garantia Física} \times 8760} \equiv \frac{\text{Receita Fixa} + COP + CEC}{\text{Garantia Física} \times 8760} \quad (1)$$

O custo global do empreendimento avaliado no ICB depende de quanto a usina irá gerar no futuro, isto é, depende de uma previsão dos futuros CMO do sistema, mais especificamente de seu submercado. Para tanto, o valor esperado das variáveis aleatórias contidas na definição do ICB (COP e CEC) é calculado com base em uma amostra de CMO disponibilizada pela EPE, obtida a partir do resultado da simulação da operação mensal do SIN para um período futuro de cinco anos. Para o cálculo do ICB, apenas se considera a geração acima da inflexibilidade em decorrência de razões energéticas (por ordem de mérito), desconsiderando-se a possibilidade de despacho fora da ordem de mérito – seja por razões elétricas (por necessidade do sistema de transmissão), seja por segurança energética (por determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE).

O cálculo do ICB foi elaborado a partir da perspectiva operativa do singular sistema elétrico brasileiro. Como a capacidade de armazenagem dos reservatórios hídricos é muito significativa, a geração térmica complementar deve ser flexível o suficiente para apenas entrar em operação em situações hidrológicas desfavoráveis. Caso contrário, a geração térmica poderia implicar em desperdício com vertimentos desnecessários. Neste sentido, o parque termelétrico a ser contratado deveria, *a priori*, ser o mais flexível possível, atuando como um *backup* complementar à reserva hídrica. Para tanto, o cálculo do ICB privilegia projetos com baixo custo fixo e alto custo variável, ao superdimensionar a garantia física a eles atribuída. Este viés é proposital, pois a configuração de *backup* exige um parque gerador menos capital intensivo possível. Se as térmicas devem ser despachadas esporadicamente, é preferível para o sistema investir menos em custos fixos e aceitar custos variáveis mais elevados. Neste contexto, térmicas mais eficientes e menos flexíveis, com custos fixos mais significativos e custos variáveis menos expressivos, não são competitivas. Este viés intencional selecionou térmicas pouco eficientes com baixa receita anual fixa requerida, porém elevado CVU – tipicamente movidas a óleo combustível e diesel.

O ICB também privilegia empreendimentos com geração sazonal complementar ao regime hídrico, que apresentam oferta esperada maior nos períodos secos, quando as aflúncias são menores (MARTINS, 2008). Assim, tanto a eólica quanto as térmicas movidas a biomassa tornam-se competitivas na ordenação do ICB, uma vez que a incidência de vento e a disponibilidade de bagaço de cana são maiores nos períodos secos.

Os riscos à garantia de suprimento enfrentados nos últimos anos indicam que o parque térmico selecionado pelo ICB pode estar inadequado para a realidade atual do sistema brasileiro. Com o aumento contínuo da demanda e a impossibilidade de expansão da reserva hídrica do sistema, assistimos a uma perda gradativa da capacidade de regularização dos reservatórios. Como utilizamos a água retida como fonte prioritariamente energética, evitando acionar o parque termelétrico para não incorrer em gastos com combustíveis, a depleção anual dos reservatórios está cada vez mais acentuada, condicionando a oferta de energia a fatores climáticos. Para agravar a situação, a expansão da matriz elétrica é orientada por fontes intermitentes – eólicas e hidrelétricas a fio d'água –, sinalizando uma necessidade ainda maior de *backup* para fazer frente à crescente variabilidade do despacho hídrico-eólico.

Alternativamente, poderíamos poupar a água armazenada nos reservatórios hídricos para elevar a segurança energética do sistema, utilizando outras fontes para atender a parcela da carga não suprida. As térmicas a gás natural são candidatas favoritas para desempenharem esta função, pois podem atuar na base da geração com plantas eficientes e pouco poluentes. Entretanto, esta mudança no paradigma operativo esbarra em grande resistência dos formuladores da política energética no Brasil, que permanecem convictos quanto à viabilidade (econômica, política, social e ambiental) da construção de grandes hidrelétricas na conflituosa Amazônia. Ainda assim, mesmo que o potencial hídrico remanescente a ser explorado na região amazônica seja aproveitado, fontes firmes deverão figurar na rota de expansão do parque gerador, abrindo espaço para a contratação de termelétricas a gás natural.

A reestruturação do setor definiu um *market design* que orientou a ampliação da capacidade instalada complementar à expansão prioritária hídrica na direção de um parque flexível, com o intuito de potencializar as sinergias latentes no sistema hidrotérmico brasileiro. No âmbito da competição *pelo mercado*, a disputa entre as alternativas são afetadas a cada leilão pelas definições da política energética e, mais especificamente, por uma série de regras discricionárias definidas nas sistemáticas dos leilões. Neste contexto, embora o planejamento da expansão do parque gerador seja declarado indicativo, as inúmeras e recorrentes intervenções e a metodologia de cálculo do ICB flagram um caráter determinativo subjacente à concorrência *pelo mercado*. Em outras palavras, o *market design* é determinante na competição entre as alternativas tecnológicas, moldando a rota de expansão da matriz elétrica.

## 2.5. A Competitividade das Termelétricas a Gás Natural nos Leilões de Energia Nova

A competitividade das térmicas movidas a gás natural está inserida no cenário acima descrito, de competição *pelo mercado* ditada pela valoração do ICB. Vejamos, agora, como uma térmica efetivamente compete no LEN.

Primeiramente o empreendedor deve inscrever o seu projeto para participar do leilão, devendo cumprir uma série de exigências preestabelecidas. Dentre elas, o empreendedor deve comprovar uma oferta de gás natural suficiente para garantir o despacho integral da potência instalada – através de reservas próprias ou de algum contrato de suprimento de longo prazo. Ao projeto habilitado para o leilão, o MME atribui uma garantia física, que se traduz em montante de energia habilitada (lastro de lotes para venda) apta a ser ofertada na competição por um CCEAR.

A oferta de lotes no leilão sempre é superior à demanda do *pool* comprador, entretanto, os vendedores desconhecem o montante total de energia demandado. A quantidade demandada de energia para cada produto,

quantidade ou disponibilidade, não é predeterminada. Ela irá depender da quantidade total ofertada pelos empreendedores para cada modalidade e de parâmetros preestabelecidos pelo MME. O Ministério também determina um percentual mínimo da garantia física a ser obrigatoriamente ofertado no leilão, limitando, assim, a possível energia destinada futuramente ao ACL. Nos leilões realizados em 2013, 70% da energia habilitada aos empreendimentos que concorreram pelo produto disponibilidade deveria ser destinada ao ACR. Desta forma, o empreendedor escolhe no leilão quanto de sua garantia física irá vender para o *pool* comprador, destinando o restante para uso próprio ou para posterior comercialização no ACL.

O projeto habilitado declara em sua inscrição, antes do leilão, a potência da usina, o nível de inflexibilidade e o CVU. Utilizando estes dados, a GF atribuída pelo MME e 2000 cenários mensais para o CMO em um horizonte de 5 anos, a EPE determina os valores de COP e CEC do empreendimento. Assim, o ICB para o leilão é definido como mostra a Equação 2 abaixo (EPE, 2011):

$$ICB = \frac{RF}{QL \times 8760} + \frac{COP + CEC}{GF \times 8760} \quad (2)$$

No leilão, portanto, o empreendedor apenas escolhe a quantidade de energia destinada à comercialização no ACR (QL) e a receita anual fixa (RF) requerida para viabilizar o projeto. Definindo estas variáveis, o valor do ICB de seu empreendimento é estabelecido, determinando a sua competitividade.

Na primeira rodada do leilão o empreendedor habilitado determina o número de lotes a serem contratados para um dado ICB inicial. Essa quantidade de energia não pode ser alterada nas rodadas seguintes, quando o valor do ICB diminui progressivamente, mas apenas confirmada. A confirmação de lotes em cada redução do ICB ao longo das rodadas significa, na verdade, redução da receita fixa. Os empreendimentos que permanecerem até o fim da disputa, confirmando os seus lotes, vencem o leilão e firmam contratos de disponibilidade de energia com as distribuidoras.

Podemos concluir que os graus de liberdade na disputa do leilão são reduzidos, já que a única variável de ajuste é a receita fixa, uma vez que o nível de inflexibilidade e o CVU já foram anteriormente estabelecidos.

### 3. Análise da Competitividade Atual da Geração Termelétrica a Gás Natural

#### 3.1. Os Leilões de Energia Nova Realizados em 2013

Em 2013 foram realizados três Leilões de Energia Nova: o 16º LEN A-5 em agosto; o 17º LEN A-3 em novembro; e o 18º LEN A-5 em dezembro. O resultado desses certames está sintetizado na Tabela 1.

No 16º LEN A-5, apenas térmicas movidas a biomassa, gás natural e carvão puderam disputar o produto disponibilidade, a eólica não participou deste certame. Foram habilitadas 16 térmicas movidas a biomassa, 3 movidas a carvão e nenhuma a gás natural. Apenas 9 térmicas movidas a biomassa (bagaço de cana e cavaco de madeira) se sagraram vencedoras nessa modalidade, obtendo contratos CCEAR de 25 anos. Essas térmicas acrescentarão 647 MW de potência instalada, contribuindo com 393,7 MWmed de garantia física ao sistema. O ICB inicial estipulado foi de R\$ 140/MWh. Entre os empreendimentos vencedores do produto disponibilidade, o ICB médio foi R\$ 135,57/MWh, o mínimo R\$ 132,30/MWh e o máximo R\$ 136,69/MWh.

No 17º LEN A-3, o produto disponibilidade podia ser disputado por térmicas a biomassa, gás natural, eólica e solar fotovoltaica, excluindo o carvão do certame. Novamente nenhuma térmica a gás foi habilitada, no entanto, 381 parque eólicos, 31 empreendimentos solares e 7 térmicas a biomassa puderam participar do certame. Neste leilão, apenas a eólica sagrou-se vencedora. Os 39 parques eólicos vitoriosos representarão 867,6 MW de potência instalada, porém apenas 380,2 MWmed de garantia física. O ICB inicial foi estabelecido em R\$ 126/MWh, o ICB médio dos projetos vencedores foi R\$ 124,43/MWh, o mínimo R\$ 118/MWh e o máximo R\$ 126/MWh.

Tabela 1. Resultados Consolidados dos Leilões de Energia Nova Realizados em 2013.

Produto	Vencedores	Potência	Garantia Física	Energia Contratada	Inicial	Preço / ICB		
						Mínimo	Máximo	Médio
<b>16º LEN A-5 – Agosto/2013</b>								
NEH - SINOP	1	400,0	239,8	216,0	118,00	-	-	109,40
Quantidade	9	218,0	115,0	100,0	140,00	119,97	131,20	125,44
<b>Disponibilidade</b>	<b>9</b>	<b>647,0</b>	<b>393,7</b>	<b>374,8</b>	<b>140,00</b>	<b>132,30</b>	<b>136,69</b>	<b>135,57</b>
TOTAL	19	1.265,0	748,5	690,8	-	-	-	-

**17º LEN A-3 – Novembro/2013**

Quantidade	0	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disponibilidade</b>	<b>9</b>	<b>647,0</b>	<b>393,7</b>	<b>374,8</b>	<b>140,00</b>	<b>132,30</b>	<b>136,69</b>	<b>135,57</b>

**18º LEN A-5 – Dezembro/2013**

NEH – S. Manoel	1	700,0	421,7	409,5	107,00			83,49
Quantidade	16	303,7	148,6	116,2	144,00	131,95	139,00	137,30
<b>Disponibilidade<sup>1/</sup></b>	<b>5</b>	<b>161,8</b>	<b>94,5</b>	<b>84,2</b>	<b>144,00</b>	<b>133,00</b>	<b>135,49</b>	<b>133,75</b>
Disponibilidade <sup>2/</sup>	97	2337,8	1083,4	988,6	122,00	108,90	121,80	119,03
Total	119	3.503,3	1.748,2	1.598,5	-	-	-	-

1/ Disponibilidade Térmica

2/ Disponibilidade Eólica e Solar

Fonte: CCEE (2014).

No 18º LEN A-5, todas as fontes puderam disputar o produto disponibilidade – térmicas movidas a biomassa, gás natural e carvão, eólica e solar (fotovoltaica ou termossolar). Este leilão introduziu uma novidade na disputa, ao separar o produto disponibilidade entre disponibilidade termoelétrica, com ICB inicial de R\$ 144/MWh, e disponibilidade eólica e solar, com ICB inicial de R\$ 122/MWh. Para os empreendimentos termelétricos foi estipulado um teto para o CVU de R\$ 105/MWh. Todas as fontes obtiveram empreendimentos habilitados: 539 projetos eólicos, 88 de solar fotovoltaico, 7 de solar heliotérmico, 14 térmicas movidas a biomassa, 4 a carvão e apenas 1 a gás natural. Apenas 5 térmicas movidas a biomassa sagraram-se vencedoras do produto disponibilidade termoelétrica, totalizando 161,8 MW de potência e 94,5 MWmed de garantia física. O ICB médio deste produto foi de R\$ 133,75/MWh, o mínimo R\$ 133/MWh e o máximo R\$ 135,49/MWh. Já no outro produto disponibilidade, apenas projetos eólicos foram vencedores. Os 97 parques contratados totalizaram 2,3 GW de potência e 1 GWmed de garantia física. O ICB médio desta modalidade foi de R\$ 119,03/MWh.

**3.2. As Perspectivas para o ICB e a Competitividade das Térmicas a Gás Natural**

Os leilões realizados em 2013 resultaram em uma elevação no patamar do ICB dos projetos vencedores, que alcançou valores no entorno de R\$ 130/MWh.

O 12º LEN A-3 realizado em 2011, por exemplo, registrou um ICB médio de R\$ 100/MWh. Neste leilão, duas térmicas movidas a gás natural, com potências instaladas da ordem de 500 MW, foram contratadas em meio a inúmeros projetos eólicos vencedores. A termelétrica Maranhão III, que declarou 50% de inflexibilidade e estabeleceu um CVU de R\$ 52/MWh, foi vencedora com ICB de R\$ 101,90/MWh. Já a térmica Baixada Fluminense, que declarou flexibilidade total e estipulou um CVU de R\$ 85/MWh, foi contratada com um ICB de R\$ 104,75/MWh. Os leilões de 2013, portanto, representam uma elevação significativa do nível do ICB.

Podemos vislumbrar cenários com valores de ICB ainda mais elevados, face à perda gradual da competitividade da eólica – decorrente da elevação de custos e menores oportunidades de sítios com grande fator de capacidade – e à necessidade crescente de *backup* complementar à reserva hídrica, ou seja, maior demanda pelo produto disponibilidade. Sob esta perspectiva, são factíveis cenários com ICB superior a R\$ 130 ou R\$ 140/MWh.

Considerando este novo patamar de preço, podemos investigar a competitividade das térmicas no âmbito dos LEN. Utilizando o Modelo de Competitividade e Viabilidade de Termelétricas a Gás Natural – MODELO GEE-GAS-POWER, desenvolvido pelos autores, podemos analisar como o ICB se comporta ao alterarmos parâmetros determinantes da competitividade da térmica. Mais ainda, o Modelo nos permite responder a seguinte questão: dado um nível de competitividade (ICB) e viabilidade (TIR), qual o preço do gás (isento de impostos) que a termelétrica pode pagar ao *upstream*?

O Modelo foi estruturado para ser capaz de desempenhar inúmeras funcionalidades. É possível partir de diferentes pontos para investigar diversos aspectos da competitividade e da viabilidade da térmica. O preço do gás pago ao *upstream*, por exemplo, pode ser determinado *a priori* ou encontrado pelo Modelo. A competitividade pode ser estabelecida ou descoberta, da mesma forma a rentabilidade da térmica. Apesar de sua versatilidade, para responder a pergunta acima formulada deve-se realizar o seguinte procedimento: primeiro calibramos o Modelo, determinando todos os parâmetros técnicos e financeiros da térmica, inclusive o nível de inflexibilidade e o seu CVU; o Modelo estima, então, a garantia física da térmica, prevendo a quantidade de energia habilitada para venda; em seguida, atingimos meta para um dado ICB desejado, alterando a taxa de remuneração do capital investido, que impactará na

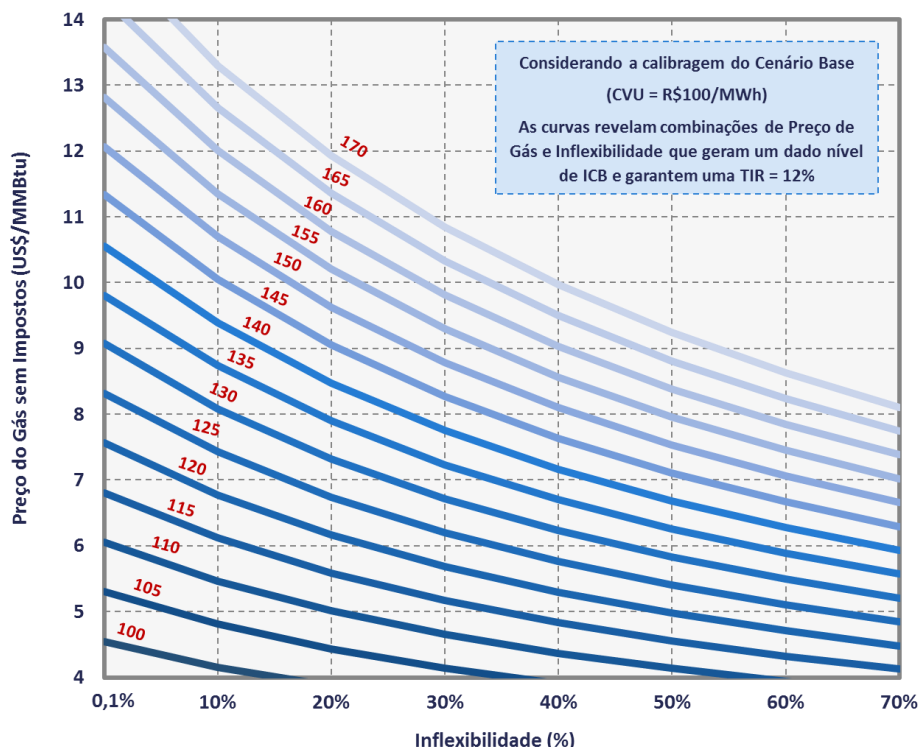


receita anual fixa; por fim, atingimos meta para uma determinada TIR estabelecida para o projeto, alterando, agora, o preço de compra do gás (isento de impostos). Ao atingirmos meta para o ICB e a TIR, determinamos o nível de competitividade e viabilidade da térmica e descobrimos, residualmente, o preço do gás destinado ao *upstream* em um dado cenário elaborado. Devemos ressaltar, entretanto, que essa taxa de remuneração do capital não se confunde com a TIR do projeto ou com qualquer outra que represente o custo efetivo do capital investido. Ela apenas se configura como um artifício para se dimensionar a parcela variante que ajusta o valor da receita anual fixa, visto que esta se reduz durante as rodadas do certame. Alcançamos, assim, grande aderência à sistemática dos leilões, ao permitirmos que a receita se altere sem afetar parâmetros pré-estabelecidos (como CVU e inflexibilidade) ou conceitualmente invariáveis.

Tabela 2. Principais Premissas do Modelo – Cenário-Base.

Potência (MW)	500	Inflexibilidade (%)	50
Disponibilidade (MWmed)	482	CVU (R\$/MWh)	100,00
Eficiência da UTE (%)	55	O&M Fixo (US\$/KWh/ano)	15
Garantia Física (MWmed)	476	O&M Variável (US\$/MWh)	3
Energia Destinada ao ACR (%)	100	Investimento (US\$/KW)	1.000
ICB (R\$/MWh)	130	Consumo de Gás Esperado (Mm <sup>3</sup> /d)	1.415
TIR do Projeto (%)	12	Preço do Gás sem Impostos (US\$/MMBtu)	5,83

A partir de um cenário-base, apresentado na Tabela 2, o Modelo identifica a resposta do ICB a mudanças em alguns parâmetros-chave. A térmica hipotética modelada possui 500 MW de potência instalada, destina toda a sua energia habilitada ao mercado regulado, declara inflexibilidade de 50% e CVU de R\$ 100/MWh para remunerar a sua operação flexível. Neste cenário, considerando uma taxa de câmbio de R\$ 2,25/US\$, a térmica obtém um ICB de R\$ 130/MWh, garante uma TIR ao projeto de 12% e paga US\$ 5,83/MMBtu pelo gás que consome ao *upstream*, isento de impostos. Dada a probabilidade de despacho além da inflexibilidade, calculada pelo modelo a partir da série de CMO disponibilizada pela EPE, o consumo esperado de gás natural no cenário-base alcança 1,4 Mm<sup>3</sup>/dia.

Figura 1. Curvas ISO-ICB/TIR – Preço do Gás *versus* Inflexibilidade.

Fonte: Elaboração própria.

O Modelo nos permite traçar curvas ISO-ICB/TIR, que mostram as possíveis combinações de preço do gás natural sem impostos pago pela térmica e nível de inflexibilidade que geram a mesma competitividade (expressa pelo ICB) e viabilidade (expressa pela TIR) para a térmica. Como podemos notar na Figura 1, quanto maior a inflexibilidade declarada, tudo o mais constante (inclusive o CVU), para preservar a viabilidade econômica e a competitividade no leilão, menor o preço do gás que a térmica consegue pagar ao *upstream*. A curva ICB = R\$ 130/MWh, por exemplo, nos mostra que se o nível de inflexibilidade for de 10%, o preço do gás atinge US\$ 8/MMBtu. Porém, se a térmica optar pela inflexibilidade máxima permitida, 50%, o preço do gás deve cair a US\$ 5,83/MMBtu para que o ICB se mantenha constante. De outra forma, podemos facilmente observar que dado um nível de inflexibilidade baixo, quanto maior o preço do gás, menos intensa é a perda na competitividade. Porém, pela curvatura da ISO-ICB/TIR, dado um nível de inflexibilidade alto, quanto maior o preço do gás, maior é a perda de competitividade. Este gráfico ilustra com clareza a dimensão do viés do ICB discutido na seção anterior, que penaliza as plantas voltadas para a geração na base.

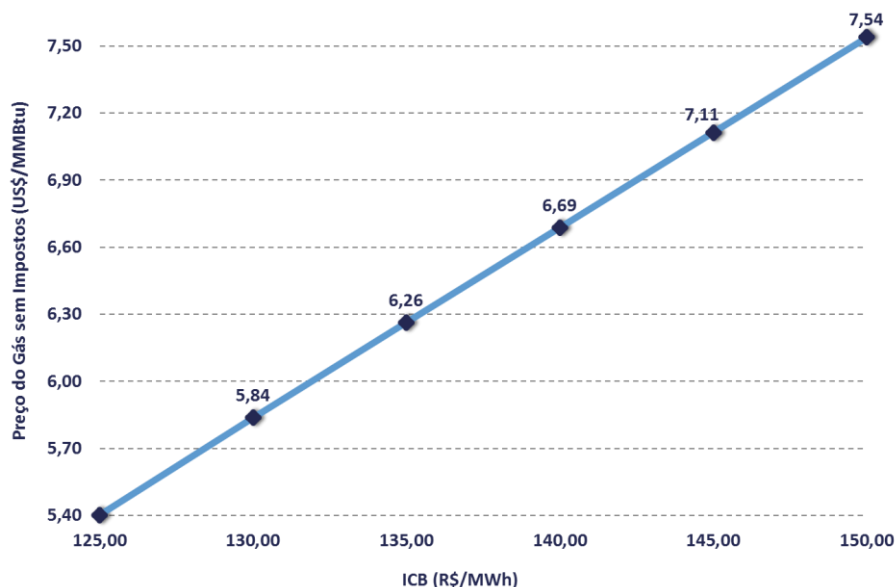


Figura 2. Preço do Gás *versus* Competitividade (ICB).

Fonte: Elaboração própria.

A elevação do ICB verificada nos últimos leilões permite uma remuneração maior ao gás natural. Como podemos notar na Figura 2, se o ICB se elevar para patamares superiores a R\$ 140/MWh, considerando o cenário-base do Modelo, a térmica poderá arcar com um preço de gás em torno de US\$ 7/MMBtu.

Devemos notar, por fim, que o baixo número de térmicas a gás natural habilitadas nos leilões de 2013 deveu-se principalmente à falta de comprovação de suprimento de combustível suficiente para cobrir o despacho integral no longo prazo contratual estipulado. Certamente o aumento esperado da oferta interna de gás natural no médio prazo irá mitigar o efeito restritivo dessa exigência. No entanto, não é razoável requerer uma comprovação prévia de combustível para todo o longo prazo contratual se o despacho da térmica exigido para o período é incerto e imprevisível.

#### 4. Conclusões

O setor elétrico brasileiro encontra-se em um ponto de inflexão delicado. A matriz elétrica está se expandindo na direção de fontes intermitentes (eólica e usinas a fio d'água), enquanto que a capacidade de regularização dos imensos reservatórios hídricos se reduz gradativamente com o crescimento contínuo da carga. Neste contexto, a participação das termelétricas se impõe não apenas como fonte de *backup*, mas também como fonte firme para geração na base. A geração térmica a gás natural se destaca dentre as possíveis alternativas, uma vez que plantas eficientes despacháveis e pouco poluentes podem ofertar a energia firme que o sistema necessita.

Entretanto, a fórmula de cálculo atual do ICB penaliza a competitividade de térmicas inflexíveis, voltadas para geração na base, favorecendo a contratação de térmicas flexíveis e de outras fontes (intermitentes) complementares à hidroeletricidade. Como os anos recentes alertam, este parque termelétrico selecionado pelo ICB revelou-se inadequado face à nova realidade brasileira, comprometendo a garantia de suprimento e a modicidade tarifária.

O MODELO GEE-GAS-POWER, desenvolvido pelos autores, investiga os determinantes da competitividade e da viabilidade de novas térmicas a gás natural no atual contexto do setor elétrico. Definindo parâmetros técnicos e

financeiros do projeto, inclusive o nível de inflexibilidade e o CVU da térmica, o Modelo estima a garantia física e atinge meta para um dado ICB desejado, alterando a receita fixa, para depois atingir meta para uma TIR requerida, alterando o preço de gás (isento de impostos) pago ao *upstream*. Desta forma, o preço do gás pago pela térmica é encontrado de forma residual. O Modelo também permite, de outro modo, preestabelecer o preço do gás pago ao *upstream*, descobrindo o nível de competitividade (ICB) da térmica, considerando uma viabilidade (TIR) desejada.

Os LEN realizados em 2013 já apresentaram uma elevação no patamar do ICB, que saltou de R\$ 100/MWh para valores em torno de R\$ 130/MWh. Podemos vislumbrar um aumento do ICB ainda maior para o médio prazo, frente às dificuldades da expansão hídrica e da perda gradual de competitividade da eólica, podendo alcançar valores superiores a R\$ 140/MWh. Neste contexto, considerando a calibragem do cenário-base do Modelo (50% de inflexibilidade, CVU de R\$ 100/MWh, taxa de câmbio de R\$ 2,25/US\$), uma térmica com 500 MW de potência, comercializando toda a sua energia no ACR, pode pagar ao *upstream* um preço de gás natural, isento de impostos, da ordem de US\$ 7/MMBtu.

Curvas ISO-ICB/TIR, traçadas a partir do Modelo, que mapeiam combinações de inflexibilidade e preço de gás que geram o mesmo ICB e a mesma TIR para a térmica nos LEN, revelam o alto grau da perda de competitividade das plantas voltadas para geração na base. Embora a perspectiva para o médio prazo indique uma elevação gradual do ICB e um crescimento significativo da oferta doméstica de gás natural, o que certamente favorecerá a competitividade e a viabilidade das térmicas nos LEN, são necessários ainda ajustes na forma de cálculo do ICB e na sistemática dos próximos leilões para que térmicas mais inflexíveis sejam selecionadas.

A contratação de térmicas a gás natural capazes de atuar como fonte firme na base da geração a custos aceitáveis, torna-se a cada dia mais imprescindível para que a expansão das fontes intermitentes e a perda gradual de regularização dos reservatórios hídricos em curso não comprometam a garantia de suprimento e a modicidade tarifária.

## 5. Referências

- ALMEIDA, E. L. F.; COLOMER, M. (2013). Indústria do Gás Natural – Fundamentos Técnicos e Econômicos. SYNERGIA Editora.
- ALMEIDA, E. L. F.; PINTO JR, H. Q. (2009). “L’évolution du Cadre Institutionnel des Industries Brésiliennes de L’énergie”. Revue de l’Énergie, v. 592, pp. 398-404.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2014). Resultado Consolidado dos Leilões – Janeiro/2014. < [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br) >
- D’ARAÚJO, R. P. (2009). Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil. Série Pensar o Brasil. CONFEA.
- DE OLIVEIRA, A. (2007). Mercado Elétrico: Centralizar a Gestão de Risco? In: MOTTA, R. S.; SALGADO, L. H. (orgs.) Regulação e Concorrência no Brasil – Governança, Incentivos e Eficiência. < [http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livro\\_completo.pdf](http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livro_completo.pdf) >
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2011). Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica – Metodologia de Cálculo. No EPE-DEE-RE-102/2008-r3. < [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) >
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2013). Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. < [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) >
- EPE/MME – Empresa de Pesquisa Energética/Ministério de Minas e Energia (2013). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013. < [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) >
- JOSKOW, P. L. (2011). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. MIT CEEPR Working Paper. < <http://economics.mit.edu/files/6317> >
- LOSEKANN, L. D. (2008). The Second Reform of the Brazilian Electricity System. International Journal of Global Energy Issues, v. 29, p. 75-87.
- LOSEKANN, L.; MARRERO, G.; RAMOS-REAL, F.; ALMEIDA, E. (2013). Efficient Power Generating Portfolio in Brazil: Conciliating Cost, Emissions and Risk. Energy Policy, v. 62, p. 301-314. < <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.049> >
- MARTINS, D. M. R. (2008). Setor Elétrico Brasileiro: Análise de Investimento de Capital em Usinas Termelétricas. Dissertação de Mestrado apresentada no Departamento de Economia da PUC-Rio.
- MAURER, L. T. A.; BARROSO, L. A. (2011). Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. World Bank Study. < <http://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2346> >
- ONS – Operador Nacional do Sistema (2013). Plano da Operação Energética 2013/2017 – PEN 2013. Volume I – Condições de Atendimento. < [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) >
- PINTO JR., H. Q. (2003). “Les Problèmes des Réformes Structurelles et Institutionnelles Inachevées: le cas de l’industrie électrique au Brésil”. Revue de l’Énergie, nº 544.
- PINTO JR., H. Q.; ALMEIDA, E. L. F.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTTY, M. (2007). Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Editora Campus.