

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

**ESCOLHA DE TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO ELÉTRICA:
O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO E A COMPETITIVIDADE DE
TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL**

DIOGO LISBONA ROMEIRO

RIO DE JANEIRO

2014

**ESCOLHA DE TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO ELÉTRICA:
O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO E A COMPETITIVIDADE DE
TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL**

DIOGO LISBONA ROMEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

COORIENTADOR: Prof. Dr. LUCIANO DIAS LOSEKANN

RIO DE JANEIRO

AGOSTO, 2014

FICHA CATALOGRÁFICA

R763 Romeiro, Diogo Lisbona.

Escolha de tecnologias de geração elétrica : o índice custo benefício e a competitividade de termelétricas a gás natural no Brasil / Diogo Lisbona Romeiro. -- 2014.

164 f. ; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.

Coorientador: Luciano Dias Losekann.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia, 2014.

Bibliografia: f.157-162.

1. Setor elétrico - Brasil. 2. Termelétricas a gás natural. 3. Escolha tecnológica. 4. Índice de custo benefício. I. Almeida, Edmar Luiz Fagundes de, orient.. II. Losekann, Luciano Dias, coorient. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. IV. Título.

CDD 333.7932

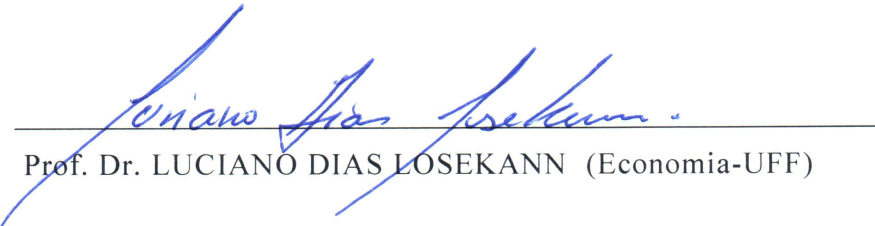
**ESCOLHA DE TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO ELÉTRICA:
O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO E A COMPETITIVIDADE DE
TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL**


DIOGO LISBONA ROMEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia.

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA (IE/UFRJ)


Prof. Dr. LUCIANO DIAS LOSEKANN (Economia-UFF)


Prof. Dr. MARCELO COLLOMER FERRARO (IE/UFRJ)


Prof. Dr. AMARO OLÍMPIO PEREIRA JR. (COPPE/UFRJ)

*À memória de minha mãe,
Yolande Mayer Lisbona,
em tudo presente em minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Yolande Mayer Lisbona e Claudio Meirelles Romeiro, por todo amor e confiança sempre em mim depositados incondicionalmente; e a minha querida irmã, Adriana;

À Beatriz, por todo amor e companheirismo que iluminam a minha vida e me fazem imensamente feliz;

Ao Prof. Edmar de Almeida, por ter mais do que me orientado: por ter me apresentado ao encantado mundo da economia da energia de forma magistral; por toda a sua generosidade e apoio; por todas as oportunidades e portas abertas; por todo o estímulo e desafio à pesquisa; e por sua total confiança na obtenção dos resultados;

Ao Prof. Luciano Losekann, por todo o seu apoio, incentivo e dedicação à pesquisa, pelas inúmeras conversas e por suas preciosas orientações;

A todo o Grupo de Economia da Energia da UFRJ que tão bem me acolheu ao longo do Mestrado – foi um privilégio acompanhar de perto o trabalho de excelência de pesquisadores extremamente comprometidos, com apurado senso crítico-constructivo, o que muito contribuiu para a minha formação;

À Sylvie D’Apot, por toda a sua atenção e ajuda à pesquisa;

Aos Profs. Winston Fritsch, Jorge Chami e Rafael Herrera, pelas inúmeras e prazerosas conversas sobre os desafios da indústria do gás natural no Brasil e pelos incentivos à pesquisa;

À Yanna Clara, pela amizade e passos compartilhados;

A todos os meus queridos amigos e companheiros da turma PPGE 2012, por todo o amor constantemente cultivado;

Ao Instituto de Economia da UFRJ, por enriquecer a minha formação acadêmica;

E por último, mas não menos importante, ao CNPq, pelo apoio financeiro.

RESUMO

Esta dissertação apresenta o Modelo de Competitividade e Viabilidade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil – Modelo GEE-GAS-POWER, que tem por objetivo investigar o grau de competitividade do gás natural para novos projetos de geração termelétrica, no atual contexto do setor elétrico nacional. O Brasil adotou um Índice de Custo Benefício (ICB) próprio para comparar e selecionar as tecnologias complementares à expansão hídrica de sua matriz. Os leilões de energia nova realizados recentemente 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 e o nível atual da taxa de câmbio, o preço do gás natural, isento de impostos, pago ao *upstream* pela térmica pode alcançar US\$ 7/MMBtu. A comercialização de parte da energia no mercado livre pode elevar o preço do gás para patamar superior a US\$ 10/MMBtu, porém a reduzida duração contratual neste ambiente dificulta a viabilização desses projetos. 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. O parque termelétrico selecionado pelo ICB revelou-se inadequado frente ao novo contexto de expansão de fontes intermitentes e da perda gradual da capacidade de regularização dos reservatórios hídricos, o que demandará cada vez mais despacho térmico na base da geração. O Modelo apresentado identifica o grau de penalização do ICB às térmicas inflexíveis. A redução do nível de inflexibilidade de 50% para 10%, considerando o cenário-base do Modelo, pode elevar o preço do gás para patamar superior a US\$ 7/MMBtu. A dissertação propõe enquadrar o ICB na discussão de escolha tecnológica, enfatizando a necessidade de aprimoramentos em sua metodologia. Torna-se cada vez mais evidente que devemos repensar a matriz elétrica brasileira e sua rota de expansão para garantir o suprimento e a modicidade tarifária.

Palavras-chave: Setor elétrico brasileiro; Termelétricas a Gás Natural; Escolha Tecnológica; Índice Custo Benefício.

ABSTRACT

This dissertation presents the Model of Competitiveness and Viability of the Natural Gas-Fired Power Plants in Brazil – GEE-GAS-POWER MODEL, whose objective is to investigate the degree of competitiveness of natural gas at new projects of thermal generation in the current context of the Brazilian power sector. Brazil has defined a Cost-Benefit Index (ICB) for compare and select which sources will complement the expansion of hydropower. The procurement auctions for new capacity recently conducted recorded an increase of the ICB level for values around R\$ 130/MWh. This increasing trend should remain at upcoming auctions resulting in values of ICB exceeding R\$ 140/MWh. From this perspective, considering the baseline scenario of the Model and the current level of exchange rate (R\$ 2,25/US\$), the price of natural gas (tax free) paid to the upstream can reach up to US\$ 7/MMBtu. Allocating a portion of the energy in the free market can raise the price of natural gas to values exceeding US\$ 10/MMBtu. Nevertheless, the predominance of short-term contracts in this market may undermine the viability of these projects. The current calculation methodology of ICB penalizes baseload capacity and favors the long-term contracting of sources which are flexible and complementary to predominantly hydro dispatch. The thermoelectric park selected by ICB has proved inadequate under the new context of swiftly expansion of intermittent renewable sources and of gradual loss of the regularization ability of the hydro reservoirs, which increasingly require a baseload thermal power dispatch. The Model identifies the degree of ICB penalization for inflexible capacity from thermal power plants. Reducing the level of capacity inflexibility from 50% to 10%, considering the baseline scenario, can result in price of natural gas exceeding US\$ 7/MMBtu. The dissertation proposes frame the ICB under technological choice approach, emphasizing the necessity of improvements in its calculation methodology. The Brazilian planning must rethink the expansion route of the power generating mix with sights to ensure security and affordability of power supply.

Keywords: Brazilian power sector; Natural Gas-Fired Power Plants; Technological choice; Cost-Benefit Index.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	12
CAPÍTULO I – A COMPETIÇÃO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
I. 1 – O Multiproduto Energia Elétrica	17
I. 2 – A Evolução da Organização Industrial do Setor Elétrico.....	23
I. 3 – A Organização Industrial e a Escolha das Tecnologias de Geração.....	31
I. 4 – A Competição entre as Tecnologias de Geração e suas Vantagens Competitivas	35
CAPÍTULO II – ESCOLHA TECNOLÓGICA: MÉTODOS COMPARATIVOS E CRITÉRIOS DE SELEÇÃO	40
II. 1 – A Escolha pelo Menor Custo Nivelado.....	41
II. 2 – A Escolha pela Melhor Relação Benefício-Custo.....	44
II. 3 – A Escolha de Portfólios Eficientes.....	50
CAPÍTULO III – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	58
III. 1 – As Singularidades do Sistema Brasileiro	58
III. 2 – A Reforma Liberalizante dos Anos 1990	64
III. 3 – A Reestruturação do Setor dos Anos 2000	71
III. 4 – A Matriz Atual e as suas Rotas de Expansão.....	80
CAPÍTULO IV – O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO (ICB)	93
IV. 1 – O Índice Custo Benefício	94
IV. 2 – O Cálculo do ICB para Empreendimentos Termelétricos, Eólico e Solar	97
IV. 3 – A Matriz Seleccionada pelo ICB.....	101
IV. 4 – Críticas ao ICB: Viés de Seleção.....	105
IV. 5 – ICB <i>versus</i> LOCE, LACE e Portfólios Eficientes.....	120
CAPÍTULO V – MODELO DE COMPETITIVIDADE E VIABILIDADE DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL NO BRASIL (GEE-GAS-POWER).....	124
V. 1 – Objetivo e Estrutura do Modelo.....	125
V. 2 – Operacionalização do Modelo	132
V. 3 – A Competitividade das Térmicas a Gás Natural nos Leilões já Realizados	133
V. 4 – Calibrando o Modelo com um Cenário-Base.....	141
V. 5 – O Preço do Gás Natural Pago ao <i>Upstream</i>	142
CONCLUSÕES	154
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	157
ANEXO	163

FIGURAS

FIGURA I. 1 – Curva de Carga.....	19
FIGURA I. 2 – Monopólio Natural	24
FIGURA I. 3 – Tipos de Estruturas de Monopólios Verticalizados.....	27
FIGURA II. 1 – Fronteira Eficiente de Portfólios de Geração Elétrica	54
FIGURA III. 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN) – Horizonte 2014.....	59
FIGURA III. 2 – Energias Naturais Afluentes – ENA (MWmed): Médias, Máximas e Mínimas.....	60
FIGURA III. 3 – Paradigma Operativo do Sistema Elétrico Brasileiro	62
FIGURA III. 4 – Depleção dos Reservatórios SE/CO (%) e o Racionamento de 2001	69
FIGURA III. 5 – Quadro Institucional Atual do Setor Elétrico	72
FIGURA III. 6 – Tipos de Leilões Implementados desde a Reestruturação	74
FIGURA III. 7 – Cronologia de Todos os Leilões já Realizados entre 2005-2014	78
FIGURA III. 8 – Capacidade Instalada Total do SIN em Dezembro/2012 (MW).....	80
FIGURA III. 9 – Energia Nova Contratada nos Leilões Realizados desde 2005.....	81
FIGURA III. 10 – Participação das Fontes na Energia Nova Contratada nos Leilões.....	82
FIGURA III. 11 – Preço Médio Atualizado das Tecnologias e das Fontes Térmicas nos Leilões Realizados, Ponderado pela Energia Contratada	83
FIGURA III. 12 – Evolução do Grau de Regularização do SIN (em meses).....	84
FIGURA III. 13 – Energia Necessária para Preservar o Grau de Regularização do SIN	85
FIGURA III. 14 – Grau de Regularização do SIN: carga total versus carga hídrica	86
FIGURA III. 15 – Depleção Acentuada dos Reservatórios SE/CO	88
FIGURA III. 16 – Média Mensal do PLD SE/CO – Maio/03 até Julho/2014	88
FIGURA III. 17 – Participação da Geração Térmica no Total da Carga	89
FIGURA IV. 1 – Metodologia de Cálculo do ICB para Termelétricas.....	98
FIGURA IV. 2 – Energia Contratada (GWmed) nos Leilões que Utilizaram o ICB	102
FIGURA IV. 3 – Matriz Seleccionada pelo ICB: Energia Contratada (MWmed).....	103
FIGURA IV. 4 – Matriz Seleccionada pelo ICB: Preço Nominal Médio das Tecnologias e das Fontes Térmicas, Ponderado pela Energia Contratada.....	104
FIGURA IV. 5 – Custos Variáveis da Matriz Térmica em Operação.....	105
FIGURA IV. 6 – Comportamento da GF e da Geração Esperada a Variações do CVU	109
FIGURA IV. 7 – Comportamento dos Componentes do ICB a Variações do CVU.....	110
FIGURA IV. 8 – RF <i>versus</i> CVU: Combinações que Geram o Mesmo ICB	112

FIGURA IV. 9 – Valores do CEC de Empreendimentos Eólicos Vencedores nos LEN.....	114
FIGURA IV. 10 – CMO Previsto <i>versus</i> PLD Verificado (média mensal, NE).....	117
FIGURA V. 1 – ICB de Todas as Térmicas a Gás Natural Vencedoras	135
FIGURA V. 2 – Evolução da Competitividade das Térmicas a Gás, Óleo e Diesel, Bagaço de Cana e das Eólicas	135
FIGURA V. 3 – ICB dos Empreendimentos Vencedores do Produto Disponibilidade nos Leilões em que Térmicas a Gás Natural foram Contratadas	137
FIGURA V. 4 – Oferta de Térmicas a Gás Natural Cadastrada <i>versus</i> Habilitada.....	140
FIGURA V. 5 – RF, CVU, Inflexibilidade e Preço de Gás que Geram o mesmo ICB.....	144
FIGURA V. 6 – RF, CVU, Inflexibilidade e Preço de Gás que Geram o mesmo ICB, Considerando o Consumo Constante.....	146
FIGURA V. 7 – Mapa de Curvas ISO ICB/TIR: $P_{GÁS}$ <i>versus</i> CVU	147
FIGURA V. 8 – Mapa de Curvas ISO ICB/TIR: $P_{GÁS}$ <i>versus</i> Inflexibilidade	148
FIGURA V. 9 – ISO ICB/TIR = R\$ 130/MWh: $P_{GÁS}$ <i>versus</i> Consumo Esperado	149
FIGURA V. 10 – Mapa de Curvas ISO ICB/TIR: $P_{GÁS}$ <i>versus</i> Inflexibilidade	150
FIGURA V. 11 – Mapa de Curvas ISO $P_{GÁS}$: ICB <i>versus</i> Inflexibilidade.....	150
FIGURA V. 12 – Preço do Gás <i>versus</i> ICB	151
FIGURA V. 13 – Impacto da Comercialização no Mercado Livre para o $P_{GÁS}$	153

TABELAS

Tabela II. 1 – Exemplo de Cálculo do LACE (Empreendimento Eólico).....	48
Tabela IV. 1 – Quadro Comparativo dos Componentes do ICB entre as Tecnologias	114
Tabela IV. 2 – Empreendimentos Vencedores no 4º LEN A-3 (2007)	116
Tabela IV. 3 – ICB do 4º LEN A-3 (2007) <i>versus</i> ICB Efetivo.....	117
Tabela IV. 4 – Evolução do Limite ao CVU das Termelétricas nos Leilões	119
Tabela V. 1 – Resultado da Estimação da Garantia Física.....	128
Tabela V. 2 – Térmicas a Gás Natural Vencedoras nos Leilões	134
Tabela V. 3 – Resultados Consolidados dos LEN realizados em 2013 e 2014.....	138
Tabela V. 4 – Cenário-Base do Modelo GEE-GAS-POWER.....	141
Tabela V. 5 – Sensibilidade do Preço do Gás Natural (sem impostos) pago ao upstream.....	143

SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	Custo de Operação
CVU	Custo Variável Unitário
DISP	Disponibilidade
EIA/DOE	<i>Energy Information Administration/Department of Energy</i>
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESSSE	Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética
FCMÁX	Fator de Capacidade Máximo
GF	Garantia Física
GNL	Gás Natural Liquefeito
GR	Grau de Regularização
HR	<i>Heat Rate</i>
ICB	Índice Custo Benefício
INFLEX	Inflexibilidade
IP	Indisponibilidade Programada
LA	Leilão de Ajuste
LACE	<i>Levelized Avoided Cost of Electricity</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova

LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fonte Alternativa
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NEH	Novo Empreendimento Hidrelétrico
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
P _{GÁS}	Preço do gás natural (isento de impostos) repassado ao <i>upstream</i>
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
POT	Potência
PPT	Plano Prioritário de Termoeletricidade
QL	Quantidade de Lotes
QTD	Quantidade
RF	Receita Fixa
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa Esperada de Indisponibilidade Forçada
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

INTRODUÇÃO

A expansão da indústria de suprimento elétrico se estruturou, ao longo da segunda metade do século XX, em torno de monopólios regulados pelo custo do serviço. As concessionárias expandiam os mercados através de ganhos de economias de escala e de escopo, repassando aos consumidores quedas reais nas tarifas e melhorias no serviço. Este círculo virtuoso se encerra em fins da década de 1970, quando a remuneração garantida dos monopólios é compreendida como fonte de ineficiência alocativa. Reformas liberalizantes são então empreendidas para instituírem mercados e incitarem a competição, prevendo que preços forjados pela oferta e demanda sinalizariam rotas de expansão mais eficientes.

Em meio aos processos de liberalização dos mercados elétricos, cresciam as restrições ambientais à utilização de fontes fósseis na geração de energia, no entanto, os preços se mostravam insensíveis à emergência de uma economia de baixo carbono. Paralelamente, o desenvolvimento de tecnologias renováveis alternativas às plantas convencionais apontava para uma maior diversidade tecnológica, porém aportava um “novo” problema para a operação e expansão dos sistemas elétricos: a intermitência.

Na busca por assegurar aos consumidores modicidade tarifária e garantia de suprimento e por ajustar os portfólios de geração à economia de baixo carbono, os países passam a adotar, cada vez mais, políticas que retomam a coordenação centralizada da expansão do setor. Neste contexto, a *escolha tecnológica* emerge como uma questão cada vez mais relevante.

Escolher dentre tecnologias essencialmente distintas requer algum método comparativo capaz de confrontar as possíveis alternativas e, evidentemente, algum critério de seleção para ordenar e, por conseguinte, selecionar os empreendimentos que expandirão a matriz.

Historicamente, a expansão da capacidade instalada guiou-se pela escolha pelo menor custo das plantas de geração elétrica. O método internacionalmente consagrado para orientar a expansão da capacidade instalada é o custo nivelado (*levelized cost of electricity*) – LCOE, que representa o custo por quilowatt-hora da construção e operação da planta ao longo de seu ciclo de vida (EIA, 2013). Frente a maior diversidade tecnológica atual, o método comparativo das alternativas pelo custo nivelado revelou-se incapaz de confrontar fontes firmes de energia com fontes intermitentes. Críticas recentes sugerem a ponderação dos benefícios decorrentes de cada tecnologia e apontam para a escolha da melhor relação benefício-custo. Há uma literatura adjacente, no entanto, que propõe a comparação entre portfólios ótimos de geração, que minimizam custos e riscos, em detrimento da escolha

individual de tecnologias guiada apenas pelo menor custo, enfatizando a importância da consideração do *mix* gerador para a definição da rota de expansão mais eficiente.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, empreendida na década de 2000, definiu um Índice Custo Benefício (ICB) para comparar as alternativas tecnológicas complementares à expansão hídrica da matriz, selecionando-as em leilões de energia *pelo mercado*. O Brasil adotou uma expansão calcada na análise de custo-benefício das alternativas, porém desenvolveu uma metodologia própria condizente com as singularidades de seu sistema.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente hídrica, contando com usinas que dispõem de grandes reservatórios de armazenagem que permitem regularizar as bruscas variações das afluências tropicais, guardando a energia excedente do período úmido para posterior utilização no período seco. Quase a totalidade de seu território é recoberta pela malha de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), interconectando os diversos reservatórios. Em 2002, o estoque máximo de reserva hídrica permitia suprir mais de seis meses de carga (ONS, 2013). Estas singularidades impunham um paradigma operativo que preconizava que as demais fontes da matriz deveriam ser complementares ao regime hídrico ou então flexíveis, para serem acionadas apenas em momentos hidrológicos desfavoráveis. A maximização das sinergias latentes no sistema, por sua vez, exige uma operação centralizada do parque gerador, minimizando vertimentos de afluências caudalosas e gastos com combustíveis térmicos.

A metodologia de cálculo do ICB foi concebida sob a perspectiva deste paradigma. Ao longo dos leilões realizados, o ICB selecionou térmicas flexíveis e fontes complementares ao regime hídrico, como bagaço de cana e eólicas. Embora o parque térmico contratado, praticamente todo flexível, apresente baixos custos fixos, quando despachado resulta em elevados custos variáveis de operação.

A expansão hídrica, por seu turno, se defronta com inúmeros obstáculos. A maior parte do aproveitamento hídrico remanescente concentra-se na Amazônia, região caracterizada por potenciais de baixa queda e altas vazões no período chuvoso, o que dificulta a construção de grandes reservatórios, cuja viabilização também enfrenta resistências socioambientais. O potencial hídrico remanescente deverá ser aproveitado, portanto, por usinas a fio d'água, que não dispõem de reservatórios de regularização, agregando mais energia intermitente à matriz.

Após dez anos de realizações sucessivas de leilões de energia, o atual modelo garantiu a expansão da oferta *pari passu* ao crescimento acentuado da demanda. No entanto, o elevado risco de racionamento enfrentado em 2014 revela que esta expansão não foi suficiente para garantir o suprimento de energia a preços módicos.

O setor elétrico brasileiro encontra-se em um ponto de inflexão delicado que aponta para uma mudança irreversível no paradigma operativo de seu sistema. Diante da expansão contínua da demanda, das dificuldades em expandir a reserva hídrica e do aumento da participação das fontes intermitentes, a capacidade de regularização dos reservatórios se reduz gradativamente, elevando a depleção anual a níveis críticos. Enquanto que em 2002 possuíamos mais de seis meses de estoque de energia, em 2013 este já se reduziu para 5,4 e devermos chegar a 2017 com uma reserva equivalente de 4,7 meses (ONS, 2013). Para fazer frente à perda da capacidade de regularização dos reservatórios, estamos despachando continuamente, desde fins de 2012, todo o parque térmico flexível concebido para atuar esporadicamente, incorrendo em custos insustentáveis. Os riscos à garantia de suprimento e à modicidade tarifária enfrentados nos últimos anos, em especial a partir de 2013, evidenciam a inadequação da matriz térmica selecionada pelo ICB à “nova” realidade brasileira.

Esta tendência configura um novo paradigma operativo para o sistema, que demandará cada vez mais despacho térmico na base da geração, substituindo parte do despacho hídrico para elevar a segurança energética. Entretanto, a lógica da expansão e operação ainda não respondeu à mudança estrutural pela qual o setor atravessa, ao mesmo tempo em que políticas recentes o encaminham para uma grave crise financeira, adicionando complicadores ainda maiores para a busca de rotas de expansão mais eficientes.

Neste contexto, as térmicas a gás natural em ciclo combinado se apresentam como candidatas favoritas a expandirem o parque termelétrico, pois são menos poluentes e mais eficientes do que as movidas a carvão ou a combustíveis líquidos; e mais vantajosas do que as nucleares por se adequarem à escala desejada e por entrarem em operação em pouco tempo.

Analisar os determinantes da competitividade do gás natural na geração de energia elétrica no Brasil revela-se, portanto, um estudo cada vez mais premente. Além das perspectivas atuais do setor elétrico, há uma grande expectativa de aumento da oferta interna de gás natural no médio prazo, elevando a importância do energético para o país.

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 Agência Nacional do Petróleo, 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 imaturidade da indústria do gás natural no Brasil, que apresenta parca infraestrutura de transporte, distribuição e armazenagem, compromete a monetização dos futuros recursos, principalmente *onshore*, já que a malha existente espalha-se na costa do país. Na ausência de gasodutos próximos aos recursos encontrados, destinar a potencial oferta para os segmentos industrial, comercial ou residencial pode tornar-se impraticável. 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 vasta extensão do SIN. Através dos contratos firmados nos leilões de energia com as distribuidoras, os empreendedores obtêm recebíveis oponíveis como garantias em financiamentos para a construção da térmica. A demanda crescente do setor elétrico por geração térmica, por sua vez, resultará em consumo de grandes volumes. Desta forma, a monetização do gás via geração termelétrica pode viabilizar a exploração de potenciais recursos economicamente irrecuperáveis (*stranded gas*).

O objetivo central desta dissertação é investigar o grau de competitividade das termelétricas a gás natural no âmbito dos leilões de energia nova, verificando o preço máximo do gás que a térmica pode repassar ao *upstream*. Além de indicar o potencial de monetização dos recursos a serem explorados no médio prazo, procura-se evidenciar a inadequação do parque térmico contratado pelo ICB face às mudanças estruturais em curso no setor elétrico brasileiro. A dissertação propõe enquadrar o ICB na discussão de escolha tecnológica, enfatizando a necessidade de aprimoramentos na busca por métodos comparativos e critérios de seleção que sejam capazes de definir rotas de expansão mais eficientes.

Para atingir a estes objetivos, faremos primeiro uma contextualização histórica da evolução da organização industrial do setor elétrico, à luz da teoria microeconômica, após identificarmos as particularidades técnicas do binômio produto-processo eletricidade e seus desdobramentos econômicos. A partir desta perspectiva, procura-se evidenciar a emergência e a relevância da escolha tecnológica para a obtenção de rotas de expansão eficientes, no contexto atual de adequação dos portfólios de geração às restrições ambientais. Faremos, então, uma revisão crítica da literatura sobre escolha de tecnologias de geração elétrica, abordando três principais métodos comparativos das alternativas.

Para compreendermos a inadequação do parque termelétrico face às mudanças estruturais do sistema, primeiro realizaremos uma breve análise das reformas empreendidas

no setor elétrico, apresentando a matriz atual e as suas perspectivas de expansão. Em seguida apresentaremos a metodologia de cálculo atual do ICB para todas as fontes avaliadas pelo índice, identificando a matriz selecionada ao longo dos leilões já realizados. Para discutirmos as falhas em sua metodologia, faremos uma análise técnica apontando um viés de seleção, além de uma revisão crítica da literatura sobre a questão. Após esta análise crítica, procura-se enquadrar o ICB na discussão de escolha tecnológica realizada anteriormente.

Para investigar o grau de competitividade atual das termelétricas a gás natural, empreenderemos uma análise empírica. Para tanto, apresentaremos o Modelo de Competitividade e Viabilidade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil – Modelo GEE-GAS-POWER, especialmente desenvolvido para esta dissertação. Calibraremos o Modelo com um cenário-base para realizarmos análises de sensibilidade do máximo preço do gás pago ao *upstream* pela térmica, para dados níveis de competitividade nos leilões (ICB) e viabilidade do projeto (TIR).

A dissertação está dividida em cinco capítulos além desta introdução e das conclusões finais. O Capítulo I aborda a competição na geração de energia elétrica, sob as óticas industrial e tecnológica. O Capítulo II discute a escolha de tecnologias de geração elétrica, apresentando três principais métodos comparativos e critérios de seleção. O Capítulo III identifica as singularidades do sistema brasileiro e apresenta a evolução recente do setor elétrico, discutindo as perspectivas de expansão da matriz à luz das mudanças estruturais em curso. O Capítulo IV dedica-se integralmente ao ICB. O Capítulo V apresenta o Modelo GEE-GAS-POWER, investiga o desempenho das térmicas a gás já vencedoras nos leilões, discute as perspectivas atuais para a competitividade das térmicas a partir da análise dos últimos leilões e apresenta possíveis cenários para o preço de gás repassado ao *upstream*. Por fim, teceremos alguns comentários finais a título de conclusão.

CAPÍTULO I – A COMPETIÇÃO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O presente capítulo aborda a competição na geração de eletricidade sob dois aspectos: investiga a evolução da organização industrial do setor elétrico e discute como as tecnologias de geração competem pela expansão do parque gerador. Para tanto, devemos antes identificar as particularidades intrínsecas do produto-processo eletricidade e seus desdobramentos econômicos, determinantes para a análise da competição industrial e tecnológica.

O principal objetivo deste capítulo é compreender de que forma a escolha tecnológica torna-se uma questão muito relevante frente à maior diversidade de tecnologias de geração, às pressões ambientais pela penetração de fontes renováveis e à retomada da coordenação centralizada da expansão. Discutiremos como esta questão não era objeto de preocupação econômica durante o período áureo de expansão da indústria de suprimento elétrico, quando as distinções entre as alternativas se reduziam mais a custos e, portanto, a aspectos técnicos dos projetos; e tampouco durante as reformas liberalizantes, quando a dominância de uma tecnologia (térmicas a gás natural) ofuscava a diversidade de alternativas e as atenções se voltavam para a criação de arcabouços institucional-regulatórios capazes de promover e sustentar mercados competitivos, que sinalizariam via preços as alocações mais eficientes.

I. 1 – O Multiproduto Energia Elétrica

A energia elétrica é indiscutivelmente um dos bens mais essenciais da sociedade moderna. O padrão de consumo alcançado pelo incrível avanço tecnológico ocorrido nos dois últimos séculos – desfrutado pelos países desenvolvidos e perseguido pelas nações em desenvolvimento – é movido substancialmente por eletricidade. As famílias dependem cada vez mais do acesso ininterrupto à energia elétrica para realizarem as suas atividades cotidianas, e o setor produtivo deposita neste insumo parcela significativa de sua competitividade. Deste modo, o fornecimento de eletricidade se configura como um serviço de utilidade pública, ao passo que a universalização de seu acesso e a garantia de seu suprimento se impõem como políticas públicas indispensáveis para a promoção de bem-estar nas sociedades modernas.

O enorme potencial de aplicação da eletricidade em uma vasta gama de atividades foi revelado em pouco tempo de pesquisa e desenvolvimento. Se no início do século XIX não

passava de uma curiosidade nos laboratórios científicos¹, em seus últimos anos a eletricidade já dominava todo o campo da transmissão de energia, promovendo uma segunda Revolução Industrial. Como observa Landes (2005, p. 295), “o crescimento simbiótico da energia elétrica e dos motores elétricos é como o das máquinas têxteis e da máquina a vapor no século XVIII: uma nova técnica e sistema de produção tornaram-se acessíveis, com possibilidades ilimitadas”. Com uma difusão vertiginosa, a energia elétrica teve a sua primeira aplicação comercial nas comunicações, para logo depois atuar nos processos das indústrias de química leve e metalúrgica, e, em seguida, na iluminação, ampliando os seus impactos econômico e social com os inúmeros desdobramentos de sua utilização.

Do ponto de vista econômico, Landes (2005) aponta que a importância da eletricidade decorreu da união singular de duas características: a transmissibilidade, ao permitir o deslocamento de energia no espaço sem grandes perdas; e a flexibilidade, ao proporcionar a sua conversão de forma simples e eficiente em outras formas de energia (calor, luz e movimento). Assim, a eletricidade não só resultou em uma liberdade antes inimaginável para os processos industriais, ao libertar as máquinas do vínculo geográfico com as fontes energéticas primárias, como tornou a energia onipresente na vida moderna.

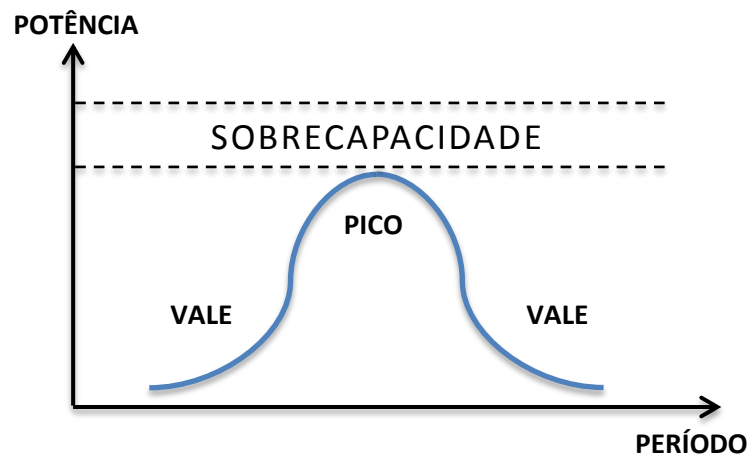
A energia elétrica é fundamentalmente um fluxo não estocável, visto que ainda inexistente tecnologia economicamente viável que permita a sua armazenagem em grandes volumes. Esta restrição técnica molda toda a cadeia produtiva da eletricidade, cuja essência reside na simultaneidade, instantaneidade e integridade espacial entre a sua geração e a sua utilização. Dado a inexistência de estoques, produção e consumo devem ocorrer ao mesmo tempo, simultaneamente, de modo que qualquer evento que interfira em um desses pólos se propaga instantaneamente para o outro. O transporte – subdividido entre transmissão e distribuição² – é o elo que compõe a integridade espacial dos pólos de produção e consumo, constituindo uma cadeia com extrema interdependência sistêmica – temporal e espacial.

Em termos físicos, energia é o produto da intensidade do fluxo pela sua duração, isto é, resulta da multiplicação da potência pelo tempo: Watt X Hora = Wh. Assim, o consumo de energia se materializa pela utilização da capacidade instalada no tempo. A regularidade da intensidade do fluxo elétrico no tempo molda a curva de carga, que expressa os diversos momentos que integram os processos de geração e utilização da energia.

¹ Para um breve relato sobre a descoberta e o desenvolvimento do eletromagnetismo, ver ALMEIDA (1999).

² A transmissão engloba o deslocamento de grandes blocos de energia através de linhas de alta voltagem – custosas, porém mais eficientes, reduzindo as perdas elétricas incorridas no percurso. Já a distribuição envolve a entrega efetiva da energia aos consumidores finais através de linhas de média e baixa voltagem – menos custosas e mais seguras, atributos necessários à capilaridade das malhas dos centros consumidores.

FIGURA I. 1 – Curva de Carga



Fonte: Elaboração própria.

A curva de carga, representada na Figura I. 1, apresenta tipicamente períodos de pico e vale, isto é, momentos de maior e menor utilização da capacidade instalada. A potência total do parque gerador e a capacidade máxima de transporte do fluxo elétrico do sistema devem atender a demanda máxima esperada (o pico) com segurança, razão pela qual é imprescindível a existência de permanente sobrecapacidade de geração. Essa sobrecapacidade se traduz em capacidade ociosa indesejável nos momentos de menor demanda (vale), porém desejável nos momentos de pico, pois se constitui, face à impossibilidade de se estocar eletricidade, em uma margem de reserva para fazer frente a imprevistos na geração, no transporte ou no consumo.

Entretanto, a magnitude ótima dessa margem de reserva, imprescindível para preservar a garantia do suprimento no curto e no longo prazo, não é trivialmente determinada, pois depende de características e parâmetros específicos dos sistemas – como a extensão e duração do pico da demanda – e do nível de aversão ao risco de déficit da sociedade. Configura-se, assim, um dos maiores desafios à indústria de suprimento elétrico: determinar o nível ótimo de sobrecapacidade que não resulte em desperdício de recursos ou em riscos ao suprimento.

O fluxo de energia que circula na rede, integrando geração e consumo no tempo e no espaço, não é homogêneo como pode aparentar. A eletricidade pode ser gerada por uma variedade de processos físicos – reações químicas, luz, calor e particularidade de materiais –, embora a maioria das fontes energéticas comumente utilizadas produza energia cinética, isto é, transformam o movimento em eletricidade, pelas leis do eletromagnetismo, através do acionamento de geradores elétricos. Assim, à exceção da energia solar que transforma luz em eletricidade através de células fotoelétricas, todas as demais fontes – nuclear, combustíveis fósseis, água, vento, ondas, marés, biomassa, etc. – são utilizadas para transformar movimento em eletricidade (D'ARAUJO, 2009).

Portanto, a energia gerada, isto é, despachada na rede, é produzida por uma variedade de tecnologias de geração intrinsecamente heterogêneas, uma vez que derivam de fontes e processos diversos. Conseqüentemente, o suprimento de energia elétrica é constituído por vários produtos, com valores econômicos muito distintos – determinados pelas características da tecnologia e da respectiva fonte utilizada. Por exemplo, a energia gerada por uma turbina eólica ou por uma hidrelétrica a fio d'água, que não dispõe de reservatório para regularizar a variabilidade das afluições, não possui o mesmo valor para o sistema da energia produzida por uma termelétrica a gás ou carvão, pois enquanto esta energia é despachável, aquela é intermitente. Não depender da disponibilidade da fonte primária é fundamental para garantir o suprimento, o que demonstra como o fluxo elétrico é composto por multiprodutos com valores distintos para o sistema. Embora esses multiprodutos, uma vez despachados, se fundam no fluxo elétrico que flui na rede, tornando-se indistinguíveis, a sua distinção é fundamental para a compreensão dos sistemas elétricos e da organização do setor.

Por tratar-se de um fluxo, as dimensões de tempo e espaço são fundamentais na caracterização da eletricidade. O formato da curva de carga é forjado não apenas pela intensidade da utilização da potência instalada no tempo, como também pela dispersão geográfica dos elos da cadeia (geração, transporte e consumo) na extensão territorial do sistema elétrico. Como nos mostram Pinto Jr. et al. (2007), subsistem nas dimensões de tempo e espaço do fluxo elétrico, fontes importantes de economias de escala e de escopo.³

A capacidade instalada de um sistema integrado espacialmente atende a uma diversidade de consumidores, com padrões temporais de consumo distintos. A carga é formada pela reunião de pequenos, médios e grandes consumidores – tipicamente, consumidores residenciais, comerciais e industriais – que utilizam suas potências em momentos diferentes do tempo. Quanto maior for essa diversidade temporal, maiores serão a continuidade e a regularidade da ocupação da capacidade instalada de geração, reduzindo o diferencial de potência necessário para atender os períodos de menor e maior demanda. Em outros termos, a diversidade temporal do consumo comprime o pico da demanda, ao aproximar a carga máxima da carga média, aumentando o fator de carga⁴ e diminuindo a capacidade instalada total exigida pelo sistema. Do ponto de vista econômico, a reunião de

³ Economias de escala se traduzem em custos médios decrescentes, uma vez que o aumento da produção dá-se com crescimento de custos menos do que proporcional ao aumento dos insumos. Economias de escopo ocorrem quando a produção conjunta de dois ou mais bens por uma mesma planta produtiva (ou empresa) é menor do que o somatório dos custos da produção individual desses bens.

⁴ O fator de carga expressa a razão entre a demanda média e demanda máxima, isto é, revela o grau de aproveitamento da capacidade instalada.

consumidores com diferentes perfis temporais de consumo possibilita a exploração de economias de escopo na geração e no transporte da eletricidade, uma vez que a mesma capacidade instalada será utilizada por mais de um usuário ao longo do tempo.

Já a reunião de consumidores homogêneos, com perfil temporal de consumo similar, permite a obtenção de economias de escala na produção e no transporte, visto que o somatório da demanda se realiza no mesmo instante de tempo, elevando a intensidade da potência do sistema. A produção de potências mais elevadas envolve ganhos de escala na geração, com o investimento e a operação de plantas maiores, em geral mais eficientes, e no transporte, com a redução relativa da perda de energia incorrida ao longo do percurso.

Para maximizar ganhos com economias de escala e de escopo, o sistema deve integrar usuários localizados em regiões distintas, conseqüentemente distantes. A maior densidade espacial do sistema possibilita ganhos com economias de escala, diluindo o custo da infraestrutura de geração e transporte. Por sua vez, a interligação de regiões distintas com padrões de consumo temporal diverso, possibilita ganhos com economias de escopo. Assim, quanto maior a extensão do sistema de transporte que interliga os centros de geração aos de carga, quanto maior a densidade espacial dos pontos de consumo e quanto menor a descontinuidade espacial destes, maiores serão os ganhos potenciais de escala e escopo.

A interdependência sistêmica presente em todos os elos da cadeia requer que o sistema apresente constantemente equilíbrios estático e dinâmico. O equilíbrio estático diz respeito à capacidade da geração atender a carga a cada instante, já o dinâmico refere-se à capacidade do sistema de acompanhar as oscilações da demanda ao longo do tempo. Assim, não apenas a potência do parque gerador deve ser suficiente para atender a demanda máxima esperada, como ele deve ser capaz de gerá-la no instante em que esta se verifica. Mais ainda, ao longo do pico da curva de carga, como visto na Figura I. 1, o sistema deve manter uma capacidade ociosa de segurança. Essa sobrecapacidade, por sua vez, deve acompanhar a elevação gradual esperada da demanda, isto é, o parque gerador deve se expandir ao longo do tempo para preservar os equilíbrios estáticos e dinâmicos, garantindo robustez ao sistema.

A malha de transporte também deve acompanhar as necessidades de expansão do parque gerador. Devemos notar que há limites para a quantidade máxima de energia que uma linha de transmissão suporta transportar sem comprometer a integridade de todo o sistema. Portanto, a rede de transporte, especialmente a de transmissão, se configura no curto prazo como um condicionante à capacidade da energia gerada chegar aos centros de carga. No longo prazo, a expansão do parque gerador só se concretizará efetivamente se for acompanhada pelo correspondente aumento na capacidade de transporte do sistema. Assim, a capacidade

disponível de transmissão compartilhada por todos os agentes (geradores, distribuidores e consumidores) é tanto consequência, quanto fator limitante de suas decisões.

Devemos observar, entretanto, o duplo caráter presente nos investimentos em geração e transmissão, como ressalta Losekann (2003): é ao mesmo tempo complementar e substituto. Complementar pelo fato das linhas serem imprescindíveis ao transporte da energia gerada até os centros de carga. Substituto pela possibilidade de novas linhas permitirem ganhos de escopo, ao interligar regiões deficitárias a superavitárias, reduzindo a necessidade de novas plantas de geração.

As ações dos agentes se propagam instantaneamente entre os pólos de geração e consumo, compondo o fluxo elétrico que circula na rede de transporte. Porém, este fluxo não é imputável. O gerador despacha a sua energia no sistema, mas é incapaz de determinar o seu destino. Do mesmo modo, o consumidor retira a carga necessária à sua demanda, mas desconhece a origem da energia consumida. Os agentes controlam, assim, apenas o fluxo que adicionam ou retiram do sistema, embora estejam submetidos à forte interdependência instantânea com todas as demais partes. Desta forma, a quantidade e a qualidade da energia não dependem das ações individuais, mas do resultado global da oferta e da demanda, sujeito às estruturas e às circunstâncias momentâneas dos sistemas de geração, transporte e consumo.

A principal consequência da não imputabilidade do fluxo elétrico reside na dificuldade de se transpor o mundo físico, da geração e da utilização, ao mundo contratual, do produtor e do consumidor. Mais do que medir a energia efetivamente despachada e consumida por cada agente, é essencial que haja coordenação para contrapor os fluxos financeiros e físicos.

Podemos concluir que a impossibilidade de se estocar o fluxo elétrico, a simultaneidade e instantaneidade dos processos de geração e consumo, integrados no tempo e no espaço, e a inimputabilidade da energia que flui na rede, composta por multiprodutos elétricos, são particularidades que tornam o binômio produto-processo da eletricidade muito singular.

Essas singularidades, dificilmente encontradas em outros sistemas produtivos, se desdobram no âmbito econômico, sob a ótica neoclássica, em uma série de *falhas de mercado*: externalidades positivas, negativas e de rede; bens públicos; e monopólio natural.⁵ Na presença dessas falhas, o mercado por si só revela-se incapaz de alocar os recursos de forma eficiente. Outras formas de coordenação, sujeitas à regulação, se fazem necessárias para se alcançar alocações ótimas no setor elétrico.

⁵ Losekann (2003) empreende uma ampla discussão teórica sobre os diversos possíveis enquadramentos das singularidades da indústria de suprimento elétrico na literatura econômica.

O sistema elétrico se reveste de externalidades, uma vez que as ações dos agentes afetam todos que estão interligados à rede. Uma externalidade ocorre quando a ação de um agente é acompanhada por efeitos externos, positivos ou negativos, que interferem nas utilidades de outros alheios às suas decisões. Quando os custos ou benefícios decorrentes dessa externalidade não são internalizados, o mercado não produz resultados alocativos ótimos de Pareto. Veremos no Capítulo III que os reservatórios hídricos são fonte de significativa externalidade positiva, uma vez que os efeitos benéficos da regularização não são facilmente apropriáveis. A geração de energia, por sua vez, é fonte potencial de externalidades negativas, decorrentes do impacto ambiental envolvido na produção da eletricidade – queima de combustíveis fósseis, inundação de grandes áreas para barragens, etc.

Externalidades de rede também estão presentes na indústria de suprimento elétrico. Estas ocorrem quando a utilidade do consumo do agente é função crescente do número de usuários que utilizam o produto. A rede pode ser física, como na indústria da eletricidade, ou virtual, como na indústria de *software*. No sistema elétrico, a maior densidade de usuários, como vimos, permite uma diluição maior do custo da infraestrutura de geração e transporte, reduzindo o custo unitário por consumidor. O crescimento da rede de distribuição também traz indiretamente uma melhoria na qualidade do serviço de suprimento (regularidade e continuidade da oferta), decorrente da robustez necessária face à maior densidade de usuários.

A qualidade do serviço, por seu turno, como aponta Losekann (2003), deve ser compreendida como um bem público, uma vez que apresenta consumo não excludente e não rival, permitindo que caronas (*free-riders*) usufruem sem arcar com os seus devidos custos. Consequentemente, os mecanismos de mercado não são capazes de garantir a provisão ótima dos serviços responsáveis por preservar a estabilidade e a confiabilidade da rede no curto prazo, ditos ancilares, o que aponta para a necessidade de uma coordenação centralizada.

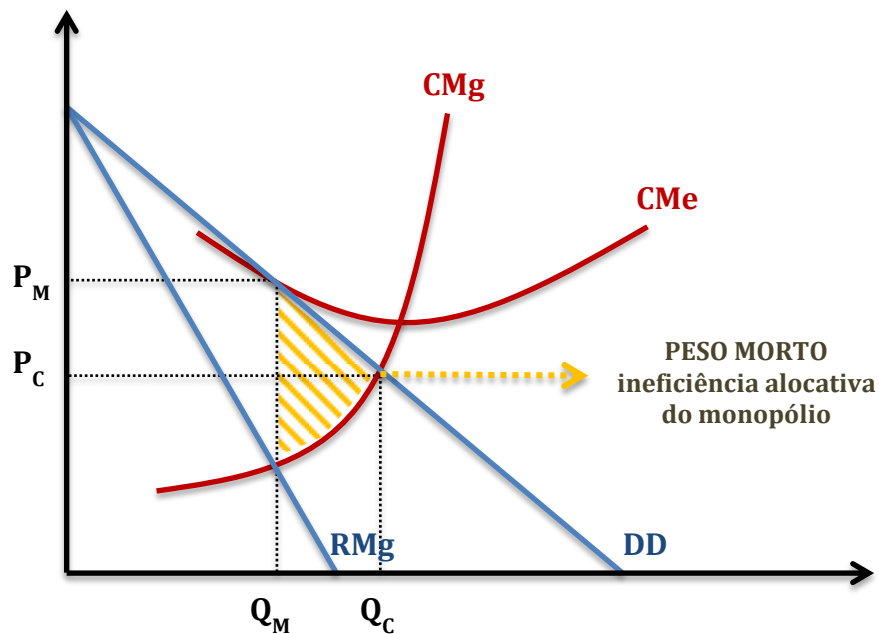
Identificaremos adiante o monopólio natural, intrínseco a determinados elos da cadeia, e os seus impactos determinantes na configuração da organização industrial do setor elétrico.

I. 2 – A Evolução da Organização Industrial do Setor Elétrico

O desenvolvimento da estrutura da indústria de suprimento elétrico culminou, na segunda metade do século XX, em empresas monopolistas verticalmente integradas, reguladas pela ótica do custo do serviço. A justificativa para esta organização industrial repousava no reconhecimento das inúmeras falhas de mercado inerentes aos sistemas elétricos, especialmente a identificação de monopólios naturais.

Os monopólios naturais ocorrem quando a alocação mais eficiente dos recursos só é alcançada pela atuação de uma única empresa. Ocorrem, portanto, na presença de economias de escala, quando a curva de custo é estritamente subaditiva, isto é, quando o custo da produção do todo é inferior ao somatório dos custos da produção das partes. Esta situação pode ser permanente, quando o custo médio decresce continuamente com o aumento da quantidade produzida; ou temporária, quando o custo médio é decrescente apenas para um intervalo inicial da quantidade. Em outros termos, o tamanho do mercado pode condicionar a existência de monopólio natural (BAUMOL, 1977).

FIGURA I. 2 – Monopólio Natural



Fonte: Elaboração própria.

A Figura I. 2 representa uma situação de monopólio natural. Na alocação socialmente ótima (Q_C ; P_C), obtida em situação de concorrência perfeita, quando o preço (P) é igual ao custo marginal (CMg), este é inferior ao custo médio (CMe), resultando em prejuízo econômico para a única empresa atuante. A competição *no mercado*, portanto, é inviável. A alocação que maximiza o lucro do monopolista (Q_M ; P_M), por outro lado, é ineficiente, pois haveria demanda excedente não atendida disposta a arcar com o CMg da produção adicional. Esta ineficiência alocativa, denominada de *peso morto*, deve ser combatida pela regulação econômica. Nesta circunstância, o regulador deve determinar o preço praticado pelo monopolista a fim de maximizar o bem-estar. Como a alocação socialmente ótima (*first best*), obtida por $P = CMg$, face à impossibilidade de discriminação perfeita de preço, implicaria em perdas para a empresa, o regulador pode alternativamente determinar: tarifa que represente

$P = CMe_{\text{MÍNIMO}}$ (*second best*); tarifa pelo custo do serviço, garantindo uma dada taxa de retorno ao capital investido; ou tarifa por incentivo (*price cap*), induzindo a eficiência via a apropriação de ganhos decorrente de aumentos na produtividade.⁶

No setor elétrico, as atividades de transporte (transmissão e distribuição) se configuram como monopólios permanentes, uma vez que a presença de mais de uma empresa atuando em uma dada área geográfica acarretaria na duplicação desnecessária da infraestrutura da rede física. Não por outro motivo, os livros textos de economia costumam recorrer ao transporte de energia elétrica para ilustrar a existência de monopólio natural. Já a atividade de geração pode ser compreendida como um monopólio natural temporário, restrito para um determinado tamanho inicial do mercado.⁷ Com a expansão da demanda, mais de um gerador pode atender ao mercado, operando plantas com escalas eficientes.

A evolução tecnológica também pode determinar, mais do que o tamanho da demanda, a permanência ou a transitoriedade do monopólio natural na geração. O progresso técnico pode tanto aumentar a escala mínima eficiente das plantas, quanto diminuir – criando ou eliminando monopólios naturais. Na década de 1990, por exemplo, como discute Bicalho (1997), a difusão da turbina a gás em ciclo combinado reduziu a escala mínima eficiente dessas térmicas, permitindo a convivência de pequenas e médias centrais geradoras em mercados de tamanho limitado. Entretanto, historicamente, a organização industrial do setor elétrico não acompanhou de imediato as transformações na estrutura da geração, preservando monopólios em circunstância que possibilitariam a competição – seja pela presença de outros complicadores que justificavam a permanência de empresas monopolistas integradas verticalmente, seja pela resistência às reformas liberalizantes.

A presença de monopólios naturais – permanentes na transmissão e distribuição e temporários, embora muitas vezes intransponíveis, na geração –, de externalidades e de bens públicos legitimaram, por muito tempo, a outorga de concessões, regionais ou nacionais, exclusivas a empresas verticalmente integradas, capazes de obter ganhos de escala e escopo.

A fase inicial da indústria de suprimento elétrico foi marcada, no entanto, pelo livre empreendedorismo e pelo embate tecnológico entre a corrente contínua de Thomas Edison e a corrente alternada de Nikola Tesla.⁸ As limitações iniciais no transporte e no uso da

⁶ Para uma discussão mais aprofundada, ver ARAÚJO (1997).

⁷ Alguns autores defendem que a geração no Brasil, por razões que iremos abordar no Capítulo III, se configura como um monopólio natural permanente (D'ARAÚJO, 2009; TERRY, 2003).

⁸ Como observam Pinto Jr. et al. (2007), esse embate correspondia a duas visões distintas do futuro da indústria. A solução de Edison (defendida pela General Electric), restringia, naquele momento, dada as limitações de distância e tensão da corrente contínua, as possibilidades de integração de espaços e processos, favorecendo a

eletricidade descentralizaram a indústria nascente, que florescia em diminutos e dispersos centros de geração e de carga.

Com a evolução tecnológica propiciada pela corrente alternada de Tesla, as limitações ao transporte foram superadas e a energia elétrica se defrontou com uma vasta gama de aplicações. As empresas acompanharam o crescimento do mercado, passando a disputar consumidores em uma mesma região geográfica. A consequente sobreposição de infraestrutura foi rapidamente reprovada pelo Estado, que passou a demarcar áreas de concessão exclusivas para as empresas atuarem – reconhecendo de imediato o caráter de monopólio natural da indústria. Surgem, então, nos termos de De Oliveira (1997), “arquipélagos de ilhas elétricas” formadas por monopólios regionais.

Entretanto, esta organização industrial impedia o aproveitamento de economias latentes de escala e escopo na geração de energia, uma vez que a produção se restringia a mercados regionais pouco densos e diversificados, limitados para a operação de plantas com escalas minimamente eficientes. A construção de linhas de transmissão, interligando as ilhas elétricas, era imprescindível para promover importantes ganhos de eficiência na indústria.⁹

O investimento na criação de uma malha de transmissão inter-regional, entretanto, se defrontava com uma complicada barreira econômica: os elevados custos irrecuperáveis (*sunk cost*) da rede de transporte. A recuperação do investimento em uma linha de transmissão depende inteiramente da sua posterior operação entre os centros integrados, dado a inviabilidade física de destinar a estrutura para outra finalidade. Essa especificidade do ativo, recorrente nos projetos de infraestrutura, é uma característica essencial presente em todas as instalações do setor elétrico, da geração à rede de distribuição. O extremo grau de especificidade dos ativos, aliado a interdependência da infraestrutura entre os elos da cadeia produtiva, se traduz em custos afundados nos investimentos, introduzindo elevados custos de transação. Neste cenário, as relações multilaterais de longo prazo, envolvidas na criação da malha de transmissão entre as diversas regiões isoladas, ficam expostas ao oportunismo das partes contratantes.¹⁰ Como observa Losekann (2003, p. 22), “as incertezas envolvidas na

ideia de geração descentralizada. Já a proposta de Tesla (defendida pela Westinghouse) – apoiada nas vantagens da corrente alternada decorrentes da modulação da tensão ao longo da geração, transporte e consumo – favorecia a ideia de geração centralizada, ampliando as oportunidades de integração de espaços e processos. A corrente contínua revelou, em pouco tempo, a sua superioridade, abrindo novos horizontes para a evolução da indústria.

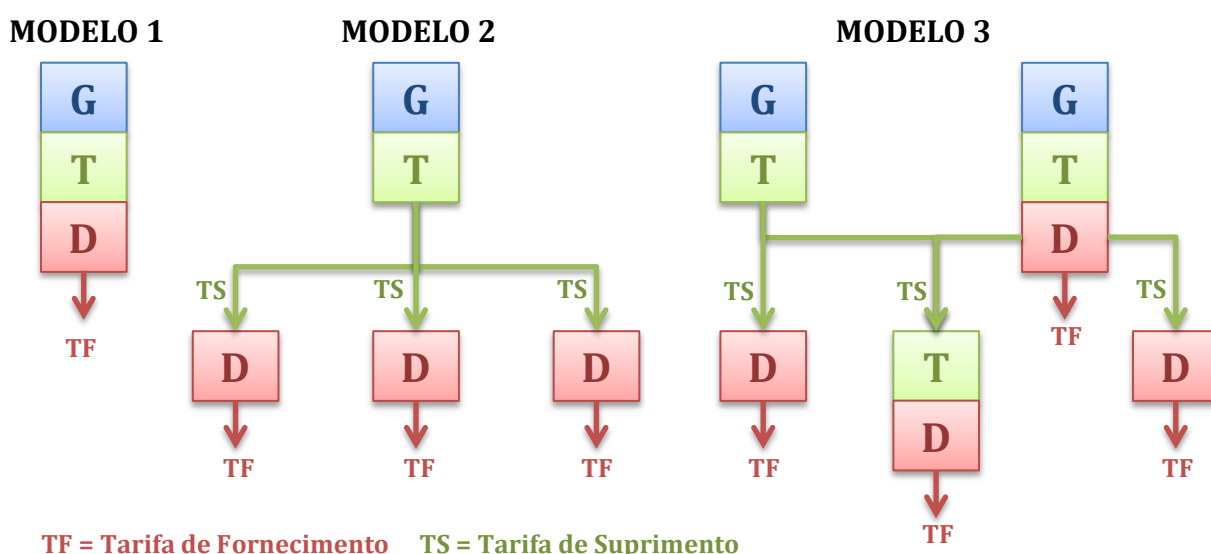
⁹ O aprimoramento na tecnologia de transmissão, ocorrido entre 1900 e 1930, foi essencial para o aproveitamento das economias de escala e escopo latentes na geração de eletricidade. Nesse período, o nível de tensão das linhas salta de 60 para 150 kV, permitindo uma drástica redução nas perdas incorridas na transmissão e, conseqüentemente, o transporte de maiores volumes a distâncias mais longas (Pinto Jr. et al., 2007).

¹⁰ O comportamento oportunista, como definido por Oliver Williamson, emerge com a inevitável assimetria de informações presente nas relações contratuais. O aproveitamento de informações privilegiadas, em detrimento do

estruturação dos contratos e as dificuldades na sua monitoração tornavam proibitivos os custos de transação entre as etapas da cadeia produtiva elétrica, dando origem aos monopólios verticalmente integrados”.¹¹

A legitimação de empresas monopolistas verticalmente integradas na organização industrial do setor elétrico encontra, portanto, respaldo teórico em distintas abordagens – seja pela constatação de monopólio natural e outras falhas de mercado presentes na cadeia produtiva (ótica neoclássica), seja como solução alternativa às conflituosas relações contratuais irrompíveis (ótica da economia dos custos de transação).

FIGURA I. 3 – Tipos de Estruturas de Monopólios Verticalizados



Fonte: Adaptado de De Oliveira (1997).

O movimento de fusão entre as empresas que atuavam isoladas em suas regiões (ilhas elétricas) ocorreu de maneira diversa entre os países (arquipélagos). De Oliveira (1997), entretanto, sistematiza três tipos de estrutura que emergiram nos sistemas elétricos (Figura I. 3): um primeiro modelo onde uma única empresa concentra todas as atividades (geração, transmissão e distribuição) – adotado pela França, praticando tarifas de fornecimento nacionais uniformes; um segundo onde uma única empresa centraliza as atividades de geração e transmissão, porém a distribuição permanece regionalizada – adotado pela Inglaterra,

objetivo comum pactuado, engendra problemas de seleção adversa e risco moral, comprometendo o equilíbrio contratual entre as partes.

¹¹ Na literatura dos Custos de Transação, abordada por Losekann (2003), a solução de monopólios regionais verticalmente integrados representa a escolha pela Hierarquia como a forma de governança da indústria de suprimento elétrico, mais adequada à elevada presença de ativos específicos do que a solução pelo Mercado. De um modo geral, sob a ótica desta literatura, “a firma internaliza atividades sempre que o custo de utilizar mecanismos de preço (custos de transação) é superior ao de organizar internamente a produção (custos de coordenação)” (Losekann, 2003, p. 17).

praticando tarifas de suprimento nacional uniforme, mas de fornecimento regionais distintas; e um terceiro onde há convivência de empresas totalmente verticalizadas, com outras apenas concentradas na geração e transmissão ou na transmissão e distribuição, além de distribuidoras regionais – adotado pelo Brasil e pelos Estados Unidos, países com extensão territorial continental, permitindo adequar a oferta à diversidade regional.

A interconexão dos mercados antes isolados propiciou uma série de benefícios: ganhos de escala e escopo, reduzindo a demanda de pico do sistema integrado e, conseqüentemente, evitando sobre-investimento na geração; redução nos custos das novas plantas, em decorrência dos ganhos de escala com a ampliação do mercado; redução dos custos de operação, tanto pela maior eficiência das plantas, quanto pela otimização do despacho; melhoria na qualidade do serviço, pelo aumento da garantia do suprimento advindo da integração dos diversos centros de potência; e uniformização de parâmetros técnicos das malhas, propiciando economias de escala na produção dos equipamentos eletrônicos.

Com o alargamento do mercado consumidor, plantas maiores e mais eficientes tornaram-se viáveis, implicando em investimentos mais vultosos com prazos de maturação mais elevados. Este cenário amplia os riscos frente à incerteza da demanda futura, exigindo mecanismos capazes de coordenar as expectativas de longo prazo e, assim, reduzir os custos de financiamento dos novos projetos. De Oliveira (1997, p. 11) observa que “o monopólio emergiu como forma institucional de defesa contra possíveis reveses futuros, e a tarifa pelo custo do serviço como garantia da margem de lucro em qualquer circunstância futura”.

Entre as décadas de 1950 e 1970, a indústria de suprimento elétrico vivencia um *círculo virtuoso*. Através de ganhos com economias de escala e escopo, propiciados pela interconexão de regiões isoladas sob a coordenação de monopólios que centralizavam a operação e os investimentos na ampliação do sistema, a indústria se expandia reduzindo seus custos médios. O preço da eletricidade declinava com o crescimento do número de usuários, ao mesmo tempo em que a qualidade do serviço progredia, o que aumentava ainda mais o tamanho do mercado, realimentando o ciclo. Ao longo deste processo, como aponta De Oliveira (1997, p. 13), “as políticas governamentais procuravam induzir as companhias elétricas a adotarem políticas tarifárias nas quais subsídios cruzados facilitassem o acesso de regiões mais pobres e dos grupos sociais de menor poder aquisitivo à eletricidade”. Esses anos dourados coroam o monopólio verticalizado como a organização “natural” da indústria de suprimento elétrico.

A partir da década de 1970, no entanto, o *círculo virtuoso* transforma-se em *círculo vicioso*. As crises do petróleo e o esgotamento gradual das oportunidades de ganhos de escala e escopo na indústria elevam os custos de operação e de financiamento da expansão do parque

gerador, abrindo espaço para questionamentos à organização industrial estabelecida no setor elétrico. O aumento dos custos e o encarecimento dos novos investimentos, face às dificuldades de financiamento estatal a partir da década de 1980, resultavam em elevação tarifária. O estado regulador, por seu turno, tentava não repassar todo o aumento dos custos para os consumidores, agravando ainda mais a situação financeira das concessionárias. Para piorar, estas haviam se preparado para garantir energia em cenários de demanda crescente, investindo em capacidade instalada financiada por tarifas pelo custo do serviço. A demanda, no entanto, fraquejava estagnada frente às sucessivas crises mundiais, que sucederam aos choques do petróleo, e ao aumento das tarifas de energia. As novas plantas que entravam em operação, planejadas para outros cenários mais otimistas, redundavam em sobrecapacidade ociosa que pressionava ainda mais os custos da indústria, fechando o círculo vicioso. Nestas circunstâncias, o monopólio regulado pelo custo do serviço, que havia viabilizado a expansão da indústria no pós-guerra e era visto como a sua estrutura natural, passou a ser criticado como a fonte causadora da ineficiência do setor. Como resume De Oliveira (1997, p. 18), “a remuneração garantida induzia o sobre-investimento e a escolha de tecnologias capital-intensivas, provocando a ineficiência alocativa de recursos escassos”. Os reguladores, por sua vez, haviam sido capturados pelas concessionárias, acomodadas em seus monopólios, tornando-se incapazes de controlar os custos e incentivar a eficiência.

É neste cenário que emergem as inúmeras reformas liberais revolucionárias no setor elétrico, que se seguiram a partir da década de 1970. Este movimento se insere em um contexto mais amplo de redefinição do papel do Estado na economia, quando uma onda dita neoliberal, iniciada nos países desenvolvidos e propagada nos países em desenvolvimento, enfrentou gargalos e ineficiências em diversos setores com desregulamentações, abertura de mercado e concorrência.

As primeiras reformas na organização da indústria de suprimento elétrico surgiram nos Estados Unidos e no Chile, ainda na década de 1970. Mas é a reforma empreendida na Inglaterra na década de 1980 que se transforma no paradigma seguido por todos os demais países (De Oliveira, 1997; Losekann, 2003). A experiência inglesa, convertida em receituário, reestruturou o setor a partir de uma série de medidas adotadas com o intuito de incentivar a eficiência via a competição no mercado. Como sintetiza De Oliveira (1997, p. 19):

A reorganização industrial promovida pelos ingleses contemplou, ao mesmo tempo, desverticalização, desconcentração industrial, introdução de concorrência, inovações no regime tarifário, criação de um mercado *spot* para a energia elétrica, estruturação de uma sistemática de contratos, estabelecimento de um novo regime regulatório e privatização de ativos estatais.

Em linhas gerais, a reforma atacou o monopólio verticalmente integrado e introduziu a concorrência nas pontas da cadeia – geração e consumo. Como os mercados haviam se expandido, com a integração das ilhas e o crescimento acentuado da demanda, podia-se vislumbrar competição na geração de energia. Já o monopólio natural no transporte (transmissão e distribuição) foi mantido, respeitando o seu caráter permanente. A competição nos pólos introduziu mais um elo na cadeia produtiva: a comercialização. O que antes estava integrado às atividades verticais das empresas, confundindo-se com os serviços de distribuição da energia aos consumidores finais, agora passou a ser reconhecido como uma atividade autônoma voltada para a intermediação contratual entre ofertantes e demandantes.

A interdependência sistêmica intrínseca à operação dos fluxos elétricos, por sua vez, impôs a onipresença de um operador da rede, responsável pela integridade do sistema, isto é, pelo equilíbrio estático. Já o equilíbrio dinâmico, isto é, a garantia de suprimento no longo prazo, foi relegado ao mercado. É neste âmbito que é estabelecido, por forças de oferta e demanda, o preço (*spot* e futuro) da energia, responsável por sinalizar os investimentos necessários à expansão da capacidade instalada. Para tanto, a reforma teve que introduzir mais duas mudanças na cadeia produtiva elétrica, antes verticalizada: o livre acesso às redes de transporte para os geradores e os consumidores – agora *consumidores livres* para escolherem o fornecedor da energia, e não mais *cativos* à sua distribuidora local; e a criação de um mercado atacadista para negociação contratual dos fluxos elétricos.

Podemos analisar, de outra forma, as reformas liberalizantes do setor elétrico, vivenciadas nas duas últimas décadas do século XX, pela ótica da gestão de risco, como propõe De Oliveira (2007). Sob esta perspectiva, o paradigma anterior, calcado no monopólio verticalizado, se traduzia na centralização da gestão dos riscos da indústria de suprimento elétrico, que eram repassados aos consumidores via tarifas reguladas pelo custo do serviço, garantindo, assim, a sustentação econômico-financeira dos projetos. Esta regulação, no entanto, não concedia incentivos corretos à administração dos riscos, concentrados nas mãos monopolistas das concessionárias, resultando em alocações ineficientes. A reforma que se fazia necessária, portanto, tinha por objetivo remanejar a gestão de risco da indústria, na busca por incentivos à eficiência. Neste sentido, a instituição de um operador neutro encarregado pela operação do sistema, aliado a garantia do livre acesso à rede, confere liberdade contratual para os agentes (geradores, comercializadores e consumidores livres) pactuarem os preços dos fluxos elétricos. Conseqüentemente, como observa De Oliveira (2007, p. 220), “o descolamento entre os fluxos físicos e os fluxos financeiros permite a descentralização da gestão dos riscos econômicos setoriais”.

A experiência inglesa revelou-se exitosa no combate aos custos crescentes da sua indústria de suprimento elétrico. A partir de então, entre 1980 e 1990, os países que buscavam solucionar os problemas do seu setor elétrico, transplantaram, em maior ou menor grau, o receituário inglês. As consequências das reformas liberalizantes variaram significativamente entre os países, tendo em vista as particularidades de sua indústria e a idiossincrasia de seus problemas (JOSKOW, 2006). A crença na existência de uma receita única, aplicável à revelia das singularidades do setor e do arcabouço institucional do país, levaram muitas reformas a fracassarem. De Oliveira (2007, p. 220) avalia que “o sucesso (ou insucesso) dessas reformas reside na regulação e nos mecanismos adotados para a gestão descentralizada dos riscos envolvidos nas decisões de operação e principalmente de expansão da cadeia de oferta de eletricidade”. Veremos no Capítulo III como o Brasil reformou o seu setor elétrico na década de 1990 seguindo os passos ingleses e como tentou contornar os percalços seguintes à reforma na reestruturação empreendida nos anos 2000.

I. 3 – A Organização Industrial e a Escolha das Tecnologias de Geração

No período áureo de expansão da indústria de suprimento elétrico, quando monopólios verticalmente integrados expandiam os mercados repassando parte dos ganhos aos consumidores, a escolha tecnológica se reduzia a questões mais técnicas do que econômicas. A regulação pelo custo do serviço garantia o retorno dos investimentos, viabilizando a expansão. Nesta época, dominavam entre as tecnologias de geração disponíveis aptas a serem instaladas, alternativas de plantas despacháveis. Os ganhos de escala e escopo eram obtidos através da construção de grandes usinas que atendiam os mercados em expansão.

Para atender a base da carga, os monopolistas decidiam, basicamente, entre investimentos em plantas térmicas movidas a gás, carvão, diesel ou nucleares. As hidrelétricas sempre estiveram presentes, mas dado a sua intermitência e as limitações de aproveitamentos hídricos, ocupavam geralmente um espaço restrito na capacidade instalada dos parques geradores. Os investimentos em hidrelétricas relativamente maiores em alguns países, como Estados Unidos, Canadá, Rússia, Noruega e Brasil, refletiram a maior dotação de recursos hídricos disponíveis. Porém, poucos países atenderam a base da carga com geração hídrica, o que nos permite argumentar, portanto, que a intermitência não era uma questão crucial na escolha das tecnologias de geração. Conseqüentemente, as distinções entre os multiprodutos elétricos, pouco variados frente à ausência de intermitência, se reduziam principalmente a custos, o que demandava mais considerações técnicas acerca dos projetos do que análises

econômicas para fundamentar a escolha das tecnologias. Em poucas palavras, a escolha tecnológica era uma questão para engenheiros, não para economistas.

Nesta época, enquanto o monopólio natural era compreendido como a melhor organização industrial para a atividade de geração de energia elétrica, a competição entre as tecnologias de geração era fundamental para promover, sob a ótica schumpeteriana, importantes inovações tecnológicas. Como observa Bicalho (1997, p. 16):

A introdução de inovações na estrutura de mercado da eletricidade não foi caracterizada, ao menos até os anos setenta, pelo enfrentamento entre as empresas elétricas, até então, monopolistas. No entanto, a competição entre as empresas produtoras de equipamentos elétricos se encarregava de gerar uma oferta de novos e melhores equipamentos, criando os meios necessários à melhoria do desempenho da atividade de fornecimento de eletricidade, através da difusão no seio dessa atividade dos bens de capital mais avançados.

A partir da década de 1970, com o esgotamento do ciclo virtuoso de expansão da indústria, atribuíram-se as ineficiências do setor ao monopólio verticalmente integrado regulado pelo custo do serviço. A remuneração garantida permitia a expansão, mas induzia a sobre-investimentos em escolhas capital-intensivas pouco eficientes. No contexto de redefinição das funções do Estado na economia, as reformas liberalizantes na indústria de suprimento elétrico tinham por objetivo instituir mercados competitivos para que os fluxos elétricos pudessem ser comercializados livremente. Preços formados pela interação entre oferta e demanda nesses mercados sinalizariam a rota de expansão mais eficiente. Por esta perspectiva, o mercado alocaria os recursos da melhor forma, selecionando as tecnologias de geração mais adequadas e competitivas. Portanto, a escolha tecnológica não era um objeto de preocupação para os reformadores, cujos esforços se concentravam na criação de arcabouços institucional-regulatórios capazes de promover e sustentar mercados competitivos.

Não apenas o mercado era visto como a esfera alocativa mais adequada para guiar os investimentos em novas plantas, como a escolha tecnológica era evidente. As inovações ocorridas nas turbinas a gás tornaram as térmicas de ciclo combinado a alternativa tecnológica dominante. De certo modo, a reforma inglesa, paradigma das demais reestruturações, foi propiciada e motivada pela expansão da matriz em térmicas a gás de ciclo combinado. Como discute Bicalho (1997), essas centrais são mais compactas e simples do que térmicas convencionais, reduzindo os custos de capital, operação e manutenção e o tempo de construção. Os módulos do ciclo combinado – turbina a gás, caldeira de recuperação e turbina a vapor – podem ser instalados e operados de forma independente, tornando a planificação mais flexível. Por outro lado, dado a vasta gama de tamanhos de turbinas a gás disponíveis, as térmicas podem ser construídas para diferentes escalas, sem perda de eficiência. A

modularização e a superação das economias de escala revolucionam a geração de energia elétrica, possibilitando a convivência de inúmeros pequenos geradores competindo pelo mesmo mercado que antes era atendido por poucas grandes centrais. A redução dos custos e do prazo de maturação dos investimentos reduzem os riscos e favorecem a atuação de atores privados, oxigenando a competição. Porém, é fator determinante para viabilidade e competitividade dessa escolha tecnológica, e conseqüentemente para o êxito das reformas liberalizantes guiadas pelo aproveitamento dessas tecnologias, uma oferta abundante e segura de gás natural a preços competitivos. Veremos no Capítulo III que as particularidades hídras da matriz brasileira e a imaturidade de sua indústria de gás explicam parte das dificuldades enfrentadas no processo de liberalização nos anos 1990.

Portanto, enquanto para os monopólios verticalizados a escolha de tecnologias de geração para a expansão se reduzia a considerações de custos e aspectos técnicos, ao longo dos processos de liberalização esta não era uma questão sequer considerada. Além de haver uma alternativa tecnológica dominante, o mercado guiaria a expansão por rotas eficientes.

Em meio aos processos de liberalização dos mercados elétricos, cresciam as restrições ambientais à utilização de fontes fósseis na geração de energia. A agenda ambiental condenava as matrizes fóssil-intensivas e demandava alternativas renováveis na busca pela drástica redução da emissão de gases de efeito estufa. A economia de baixo carbono emergia subjacente às reformas liberalizantes, mas os mercados se mostravam insensíveis aos apelos ambientais. As restrições crescentes se traduziam em acordos multilaterais internacionais que prometiam a redução gradual das emissões, mas para tanto o perfil das predominantes matrizes elétricas fóssil-intensivas deveria se alterar ao longo dos anos.

Paralelamente a imposição crescente da agenda ambiental, o desenvolvimento de tecnologias renováveis alternativas às plantas convencionais apontava para uma maior diversidade tecnológica. Fontes renováveis, principalmente eólica e solar, se apresentavam como potenciais alternativas, mas implicavam em custos muito mais elevados. No entanto, a trajetória de pesquisa e desenvolvimento já indicava redução significativa nos custos, o que as tornaram em poucos anos viáveis em escala comercial. Embora ainda requiriam investimentos iniciais muito mais elevados, a agenda ambiental forçou a penetração dessas tecnologias nas matrizes em expansão. Em contrapartida, essas fontes renováveis aportaram um elemento relativamente novo, ao menos em sua dimensão, para a operação e expansão dos parques geradores: a intermitência. A maior diversidade tecnológica das alternativas implicou, conseqüentemente, na maior distinção entre o valor intrínseco das energias geradas, já que agora plantas despacháveis convivem mais intensamente com usinas intermitentes. Além de

impor riscos à garantia de suprimento e elevar o grau de coordenação necessário, a intermitência torna insuficiente a comparação restrita a custos, já que agora o valor da energia gerada para o sistema é substancialmente diferente entre as alternativas.

A maior diversidade tecnológica e a necessidade crescente de adequar as matrizes elétricas às restrições ambientais cada vez mais severas posicionam a *escolha tecnológica* como um problema central a ser enfrentado pelos *policymakers*. As evidências recentes apontam que a liberalização dos mercados de energia, ao contrário do que se supunha, não se revelou uma condição suficiente para direcionar os investimentos em expansão da capacidade instalada por rotas eficientes (Newbery, 2011). Ao contrário, seguiram-se aos movimentos de liberalização, políticas energéticas cada vez mais intervencionistas. Na busca por assegurar aos consumidores modicidade tarifária e garantia de suprimento e por ajustar os portfólios de geração à economia de baixo carbono, o planejamento foi reintroduzido na arena das políticas públicas voltadas ao setor elétrico. Neste sentido, inúmeras medidas já foram adotadas para promover a penetração de tecnologias renováveis. Como observa Joskow (2011, p. 6):

these policies include tax subsidies, direct subsidies, loan guarantees, marketable renewable energy credits, renewable energy purchase mandates imposed on distribution utilities, and long-term contracting requirements for renewable electricity suppliers that are not applicable to non-renewable generation sources (...) The primary motivation for these policies is to facilitate the development of no or low carbon electricity generation technologies in addition to or in lieu of placing a price on CO2 emissions and/or, as now seems most likely, administrative regulation of CO2 emissions.

Diante deste novo contexto, a Inglaterra está promovendo uma nova reforma em seu setor elétrico para permitir que a expansão da matriz garanta o suprimento, a modicidade tarifária e uma participação elevada das fontes renováveis.¹² Para fazer frente ao descomissionamento das plantas nucleares e ao desligamento das antigas plantas a carvão remanescentes, permitindo a penetração das renováveis na matriz, o governo britânico optou, dentre outras medidas, pela realização de leilões de capacidade, onde investidores disputam contratos de longo prazo que estabelecem uma receita pela disponibilidade da potência a instalar. O primeiro leilão ocorrerá em dezembro de 2014.¹³ Diante de críticas temerosas à reforma em andamento, que estaria se afastando de soluções descentralizadas supostamente mais eficientes, Newbery (2011, p. 12) defende a implementação de contratos de longo prazo:

the apparent success of the liberalized market in stimulating massive generation investment in its first decade (entirely in new gas CCGTs) was based on two factors

¹² Para maiores detalhes conferir Newbery (2011) e Department of Energy and Climate Change (2014).

¹³ Veremos no capítulo III que o Brasil adotou uma modalidade contratual semelhante nos leilões de energia nova realizados desde 2005.

– all the so-called Independent Power Producers held long-term contracts with their partner distribution/retailers, as well as long-term gas contracts that together de-risked the investment and made them easy to finance with a large share of debt. The other source of CCGT investment was from the incumbent duopolists, with their strong balance sheets and a need to diversify away from their obsolescing coal plant. Neither of those factors operates now, and notably, past new entrants needed the assurance of long-term contracts.

Frente aos desafios em compatibilizar as matrizes elétricas com a agenda ambiental, a garantia de suprimento e a modicidade tarifária, os países passam a adotar cada vez mais políticas que retomam a coordenação centralizada da expansão do setor. Neste contexto, a escolha tecnológica torna-se cada vez mais relevante. A partir dessa perspectiva, abordaremos no próximo capítulo como a escolha guiada pelo menor custo tornou-se insuficiente diante da maior diversidade tecnológica, demandando aprimoramentos na busca por métodos comparativos e critérios de seleção capazes de orientar a expansão por rotas mais eficientes. Para tanto, discutiremos brevemente na próxima seção os determinantes da competição entre as tecnologias, identificando os principais atributos de suas competitividades.

I. 4 – A Competição entre as Tecnologias de Geração e suas Vantagens Competitivas

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 primária 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, da mesma forma que as hidrelétricas não competem se não houver potencial hídrico. 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.¹⁴ Por exemplo, a escolha por térmicas movidas a gás natural se viabiliza pela disponibilidade de reservas domésticas ou por um acesso seguro a reservas externas – por gasodutos que transportem recursos vizinhos ou por plantas de regaseificação que permitam a importação de gás natural liquefeito (GNL).

¹⁴ Pode-se dizer, neste sentido, de forma sinônima, que a competição dá-se entre as tecnologias de geração ou entre as fontes primárias, utilizadas pelas tecnologias.

Outro fator delimitador crucial da concorrência entre as tecnologias é a política energética. 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, a preços módicos, no curto, médio e longo prazo. De um modo geral, a política energética persegue três principais objetivos: a garantia do suprimento, a modicidade tarifária e a geração de energia limpa, não poluente (BICALHO E QUEIROZ, 2012).

Desta forma, visando assegurar o suprimento de eletricidade, 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 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 das fontes mais poluentes na geração de energia.

Pode-se argumentar que a competição entre as tecnologias subsiste independentemente da organização industrial na qual o setor se estrutura. Em concorrência ou em monopólio, diversos agentes habilitados a investir em plantas de geração ou a concessionária monopolista se deparam com uma variedade de tecnologias aptas a expandir a capacidade instalada.

Porém, grandes empresas detêm capacidade de geração de caixa e, conseqüentemente, de financiamento, muito superior a pequenas e médias geradoras. Este fôlego financeiro as permite investir em grandes projetos que envolvam longo prazo de maturação e elevados riscos, tipicamente usinas nucleares e grandes hidrelétricas.¹⁵ Portanto, o porte da empresa influi na determinação da extensão do seu leque de opções.

Deparar-se com uma grande variedade de alternativas tecnológicas, no entanto, não implica em deter um portfólio muito diversificado. É comum que as empresas se especializem em determinadas tecnologias, evitando ativos que impliquem na operação de tecnologias muito distintas. Esta “aversão natural” à diversificação decorre, primordialmente, da dependência de escolhas passadas que moldam o seu conhecimento tecnológico atual. A implantação e a operação de plantas de geração elétrica requerem conhecimentos técnicos muito específicos, além de uma cadeia de fornecedores bem estruturada, de tal forma que o

¹⁵ Devemos notar que a propriedade do capital (se público ou privado) influi em grande medida na dimensão e na gestão dos inúmeros riscos envolvidos. Dificilmente esses vultosos projetos ocorrem sem a presença do Estado, seja para ancorar o investimento necessário, seja para garantir interesses públicos nacionais.

know-how necessário só é adquirido em uma trajetória de conhecimento acumulado ao longo do tempo. Há, deste modo, uma dependência de caminho (*path dependence*) inerente às escolhas tecnológicas das empresas, que delimita as suas potenciais alternativas.¹⁶

Neste sentido, dificilmente grandes empresas que operam plantas de grande escala, como hidrelétricas e nucleares, investirão voluntariamente em outras tecnologias, como eólica e solar. É provável, portanto, que a multiplicidade de agentes aptos a investir em plantas de geração favoreça, em algum grau, a diversidade de tecnologias. A abertura do mercado pode atrair capital e empresas, com a disposição e o *know-how* necessários, dispostos a investir em determinadas tecnologias que seriam descartadas sob o monopólio. Como veremos no próximo capítulo, um sistema elétrico com um portfólio diversificado pode ser mais eficiente do que um parque gerador especializado. Desta forma, se a convivência de vários agentes na geração implica potencialmente em uma maior diversidade de escolhas tecnológicas, a competição pode ser mais desejável, em alguns sistemas elétricos, do que o monopólio.

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.

A noção de competição *no mercado* está geralmente associada à concorrência entre atores existentes já responsáveis pela oferta do serviço, ao passo que a competição *pelo mercado* está relacionada à disputa entre potenciais investidores e novos entrantes pelo direito de prover o serviço, isto é, uma competição *ex ante* para atender o mercado.¹⁷

Tipicamente, leilões são realizados para incitar a concorrência *no mercado* ou para promover a competição *pelo mercado*. No primeiro caso, os leilões podem definir para cada

¹⁶ O conceito de *path dependence* está associado a mecanismos cumulativos de *feedbacks* positivos que as empresas ou as tecnologias se deparam ao longo de suas trajetórias de conhecimento. Por esta perspectiva, a trajetória já percorrida influi no caminho futuro, de tal modo que as escolhas passadas moldam as potenciais escolhas futuras. Para uma discussão aprofundada, conferir Arthur (1994).

¹⁷ A competição *pelo mercado* pode ser compreendida à luz da Teoria dos Mercados Contestáveis, que procura mostrar como os resultados desejáveis de concorrência perfeita podem ser obtidos em circunstâncias em que o oligopólio ou o monopólio são contestados através da competição potencial entre novos entrantes. Como identifica Losekann (2003, p. 14): “a teoria dos mercados contestáveis tem os méritos de tratar elementos usualmente ignorados na economia industrial, como as indústrias multiprodutos, e de apontar a relevância dos custos afundados (*sunk-costs*) e da concorrência potencial. O conceito de contestabilidade dos mercados sintetiza a intensidade da concorrência potencial, sendo bastante utilizado na literatura de indústrias de rede para indicar os benefícios da liberalização da indústria”.

momento qual potência já instalada do parque gerador atenderá a demanda – o que ocorre, por exemplo, nos leilões do mercado europeu que estabelecem a composição da oferta para o dia posterior. No segundo, os leilões podem selecionar as tecnologias que irão ampliar a capacidade instalada do parque gerador – o que ocorre atualmente no Brasil, como veremos no Capítulo III, e em muitos outros países.¹⁸

Interessante notarmos que os leilões que promovem a competição *pelo mercado* podem ser compreendidos como uma forma de gestão intermediária entre a centralização do monopólio e a descentralização da livre concorrência *no mercado* atacadista de energia.¹⁹ A concorrência *ex ante* possibilita um maior grau de planejamento – geralmente ausente nas disputas *no mercado* –, ao mesmo tempo em que descentraliza riscos e potencializa a diversificação da matriz – em geral comprometida na estrutura monopolista.

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 identificar os fatores que determinam a *competitividade* de cada alternativa, isto é, atributos que indicam a sua capacidade de concorrer com as demais alternativas possíveis, dentre os quais se destacam:

- Custo presente descontado do investimento da planta;
- Tempo necessário para a entrada em operação;
- Fatores locais da configuração do sítio, que impactam nos custos de instalação e na produtividade das plantas – a temperatura e a altitude, por exemplo, afetam o desempenho das turbinas a gás;
- Aspectos relacionados à oferta da fonte utilizada: o grau da sua disponibilidade, a facilidade de acesso, o seu custo, o seu caráter renovável ou não renovável, a sua natureza de fluxo ou estoque, a possibilidade e o custo de sua estocagem, etc.;
- Natureza da tecnologia, se ela é despachável ou não;
- O grau de disponibilidade e o custo de insumos imprescindíveis à produção;
- Nível de internalização das externalidades decorrentes da instalação e operação das plantas;
- Complementariedade ou substituíbilidade com o parque gerador instalado.

¹⁸ Cf. Maurer e Barroso (2011).

¹⁹ Nos termos da Teoria dos Custos de Transação, os leilões *pelo mercado* podem ser compreendidos como uma forma de governança intermediária entre a Hierarquia e o Mercado (ver nota 11, p. 27).

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

A política energética pode interferir na competitividade ao conceder incentivos específicos para determinadas fontes ou estabelecer desincentivos para outras – por exemplo, subsidiando a construção de parques eólicos e taxando a emissão de gases de efeito estufa decorrentes da queima de combustíveis fósseis. A política energética, portanto, tanto delimita a concorrência entre as fontes, excluindo algumas possíveis alternativas da competição, quanto afeta a competitividade de cada tecnologia.

O *market design*, além de delimitar o âmbito da concorrência, estabelece a forma de competição entre as alternativas, influenciando a comparação e seleção entre elas. Devemos notar, nessa perspectiva, que a natureza da oferta (se despachável ou não) e da demanda a ser atendida (base ou ponta) podem se configurar tanto como fatores que delimitam a concorrência, quanto fatores que determinam a competitividade. Se o desenho do mercado definir nichos específicos para um desses atributos, eles conformam a competição entre as tecnologias, pois restringem as alternativas possíveis. Se, por outro lado, não forem utilizados para segregar a competição, eles se constituem em diferenciais de competitividade.

Assim, cada tecnologia apresenta características, benefícios, custos e riscos muito distintos, que deverão ser ponderados de alguma forma no processo de seleção das alternativas, como veremos no próximo capítulo.

CAPÍTULO II – ESCOLHA TECNOLÓGICA: MÉTODOS COMPARATIVOS E CRITÉRIOS DE SELEÇÃO

Escolher em qual tecnologia de geração investir para expandir a matriz elétrica não é uma decisão trivial. Como comparar, por exemplo, a energia proveniente de um parque eólico com a energia gerada por uma termelétrica a gás natural? Como compatibilizar a penetração das fontes renováveis, porém intermitentes, com a garantia de suprimento? Como decidir em qual tecnologia investir dentre tantas alternativas possíveis, complementares ou substitutas ao parque gerador existente?

Todos os países se deparam com questões dessa natureza. Porém, elas se revelam ainda mais cruciais para os países em desenvolvimento, como o Brasil, cuja demanda por eletricidade cresce continuamente a taxas elevadas, exigindo, a cada ano, nova capacidade instalada para suprir o aumento esperado da carga. Esses países, além de se defrontarem com vários obstáculos que dificultam a obtenção dos vultosos investimentos necessários e que comprometem a gestão dos inúmeros riscos envolvidos, enfrentam o grande desafio de decidir qual capacidade instalar na matriz em plena e rápida transformação.

Embora a *expertise* adquirida na trajetória de conhecimento acumulado ao longo do tempo condicione as escolhas presentes, como foi discutido no capítulo anterior, a consideração dos custos e dos riscos incorridos no projeto e a expectativa do valor da futura energia gerada são fundamentais para a determinação das escolhas tecnológicas.

Escolher dentre alternativas essencialmente distintas requer algum método comparativo capaz de confrontar os possíveis empreendimentos e, evidentemente, algum critério de seleção para ordenar e, por conseguinte, selecionar os projetos a serem construídos.

Historicamente, a expansão da capacidade instalada guiou-se pela escolha pelo menor custo nivelado das plantas de geração elétrica. Frente a maior diversidade tecnológica atual, o método comparativo das alternativas pelo custo nivelado revelou-se incapaz de confrontar energias firmes e intermitentes. Críticas recentes sugerem a ponderação dos benefícios decorrentes de cada tecnologia e apontam para a escolha da melhor relação custo-benefício. Alternativamente, há uma literatura que propõe a comparação entre portfólios de geração em detrimento da escolha individual de tecnologias, enfatizando a importância da consideração do *mix* gerador na definição da rota de expansão da matriz. Veremos essas três diferentes abordagens nas seções seguintes.

II. 1 – A Escolha pelo Menor Custo Nivelado

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, por um monopolista ou pelas decisões descentralizadas do mercado, é fruto da consideração de todos os custos incorridos na construção, operação e manutenção ao longo do 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 de eletricidade (*levelized cost of electricity*) – LCOE.²⁰ O LCOE, como define a Energy Information Administration – EIA (2014), do Departamento de Energia dos Estados Unidos, é o custo real por quilowatt-hora da construção e da operação da planta ao longo de todo o seu ciclo de vida. Em outros termos (EIA, 2013a), o LCOE representa a receita média requerida, por unidade de energia produzida, para que o empreendedor recupere todos os investimentos e os gastos com operação e manutenção incorridos no projeto.

Os principais componentes de custo ponderados no cálculo do LCOE referem-se a custos fixos (com investimento e operação e manutenção fixos – O&M), custos variáveis (com combustível e O&M variáveis) e custos de financiamento (custo de capital). Aspectos específicos da tecnologia também são levados em conta no cálculo, como a eficiência da planta e uma projeção para o seu futuro fator de capacidade, que resultam em um montante esperado de energia produzida ao longo do ciclo do projeto. A importância de cada fator varia de acordo com as características de cada tecnologia. Fontes renováveis, por exemplo, como hidrelétricas, eólica e solar, não incorrem em gastos com combustíveis. Já para térmicas movidas a combustíveis fósseis, este fator é essencial.

Existem inúmeras metodologias de cálculo do LCOE. A EIA publica anualmente, em seu *Annual Energy Outlook*, estimativas para o LCOE de várias tecnologias, despacháveis e intermitentes. A equação abaixo apresenta de forma simplificada o cálculo do LCOE realizado pela EIA (2013a):

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Taxa de Retorno} \times \text{Investimento} + \text{O\&M}_{\text{FIXO}}}{\text{Fator de Capacidade} \times 8.760} + \text{O\&M}_{\text{VARIÁVEL}} + \text{Combustível}$$

²⁰ É consensual na literatura que o LCOE é o método mais difundido e utilizado de comparação entre alternativas tecnológicas de geração de eletricidade. O National Renewable Energy Laboratory (NREL), do Departamento de Energia dos Estados Unidos, disponibiliza um programa *online* para calcular o custo nivelado de uma planta a partir da calibragem de parâmetros-chave: http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe.html.

O LCOE é expresso em US\$/MWh. O investimento inicial é expresso em US\$/MW instalado. A taxa de retorno do capital investido é anualizada e leva em conta a taxa de depreciação, o custo médio ponderado de capital (WACC) e a carga tributária. Os custos fixos de O&M são anualizados e expressos em US\$/MW. O fator de capacidade para plantas despacháveis voltadas para a geração na base (*base load*) é dado pela disponibilidade máxima anual das plantas, por isso é multiplicado pelo número de horas do ano (8.760). Para as plantas despacháveis voltadas para atender apenas ao pico da carga (*peak load*), a EIA estabelece um fator de capacidade anual de 30%. Já para as tecnologias renováveis intermitentes, consideram-se as restrições específicas locais de disponibilidade da fonte primária. Os custos variáveis de O&M são expressos em US\$/MWh. As despesas com combustível, também expressas em US\$/MWh, levam em conta a eficiência energética da planta (*heat rate*) e o preço médio de combustível esperado para todo o ciclo de vida financeiro do projeto.

Deste modo, o cálculo do LCOE de uma turbina eólica, por exemplo, se procede da seguinte forma: considerando um investimento inicial de US\$ 2.000/KW instalado, O&M fixo de US\$ 40.000/MW/ano, negligenciando gastos de O&M variável, levando em conta que a planta não incorre em gastos com combustível, supondo uma taxa de retorno de 9% ao ano e um fator de capacidade de 30%, obtemos um LCOE de US\$ 84/MWh:

$$\text{LCOE} = \frac{2.000.000 \times 9\% + 40.000}{30\% \times 8.760} = \frac{220.000}{2.628} = \text{US\$ } 84/\text{MWh}$$

Embora seja amplamente utilizado e consagrado, o LCOE apresenta algumas simplificações que comprometem a comparação entre as alternativas tecnológicas. O método não distingue a natureza da oferta de energia, isto é, não leva em conta se a tecnologia é despachável ou não. É evidente que a oferta de uma tecnologia que utiliza uma fonte intermitente não estocável, dependente, portanto, de fatores climáticos, não possui o mesmo valor para o sistema de outra que pode ser despachada a qualquer momento. Outra simplificação do método refere-se à suposição de que o quilowatt-hora produzido é similar entre todas as alternativas tecnológicas. Uma vez que não distingue o momento da disponibilidade da oferta ao longo do dia, do mês ou mesmo do ano, o LCOE desconsidera o valor peculiar, para o sistema, da energia produzida por cada tecnologia. Ao considerar homogêneo o produto gerado por todas as plantas, o LCOE negligencia o caráter de multiproduto dos fluxos elétricos, ignora a curva de carga e menospreza todas as singularidades do produto-processo eletricidade, se constituindo em um método comparativo falho para avaliar as inúmeras possíveis alternativas tecnológicas.

Em seu *Annual Energy Outlook*, embora considere que o LCOE ainda é uma medida importante para a competitividade das fontes, a EIA (2014) reconhece que as decisões atuais de investimento em geração são afetadas por outros fatores mais determinantes relacionados à especificidade tecnológica e às características regionais dos projetos. Dentre estes aspectos, ressalta em seu relatório: o fator de capacidade esperado da planta, que depende do formato da curva de carga e do parque gerador existente; o *mix* de geração existente, que pode afetar a viabilidade econômica dos novos projetos, dependendo de qual fonte será substituída, isto é, evitada (*displaced*) pelo seu despacho; e a natureza da tecnologia, se é ou não despachável. Neste sentido, o relatório adverte que (EIA, 2014, p. 2):

Since projected utilization rates, the existing resource mix, and capacity values can all vary dramatically across regions where new generation capacity may be needed, the direct comparison of LCOE across technologies is often problematic and can be misleading as a method to assess the economic competitiveness of various generation alternatives.

Joskow (2011) observa que a comparação entre projetos pelo custo nivelado está intimamente relacionada 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. No passado, o leque de opções era mais restrito e as tecnologias convencionais, principalmente termelétricas movidas a combustíveis fósseis e nucleares, eram voltadas para a geração na base. Como se tratava de comparar alternativas que se sujeitavam a regras de despacho, o valor para o sistema do quilowatt-hora produzido era semelhante. Neste contexto, utilizar o LCOE como método comparativo não implicava em grandes distorções para a análise. A concessionária monopolista analisava as fontes disponíveis e investigava qual tecnologia podia gerar energia pelo custo (nivelado) mais baixo. A escolha era, portanto, pelo menor custo e o método de comparação consagrado e reconhecido pelos reguladores era o LCOE.

Paralelamente à desverticalização da cadeia produtiva, com o conseqüente surgimento, em muitos países, de mercados próprios para transacionar os fluxos elétricos, a indústria assistiu a uma diversificação das tecnologias de geração. Esta maior diversidade de alternativas tecnológicas, impulsionadas principalmente pelo desenvolvimento de plantas capazes de explorar fontes renováveis, revelou as limitações e distorções subjacentes às simplificações do LCOE. A agenda ambiental, por seu turno, pressionou a penetração dessas novas tecnologias, especialmente as turbinas eólicas, com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa pela redução do caráter fóssil intensivo das matrizes elétricas dos países. As nações desenvolvidas, sujeitas a reduções mais severas de seus níveis de emissões, como

pactuado no Protocolo de Kyoto, lideraram o processo de introdução das renováveis em seus portfólios de geração elétrica. Neste percurso, a penetração das renováveis, avaliada sob a ótica de seus custos nivelados, esbarrou, entre outros empecilhos, na sua pouca atratividade frente aos custos menos expressivos das plantas convencionais.

É sob esta perspectiva que emergem as críticas ao LCOE, expondo a sua inadequação para comparar multiprodutos supostos *a priori* homogêneos, mais precisamente, as tecnologias despacháveis com as intermitentes. A seção seguinte apresenta a recente proposta de aprimoramento do LCOE na busca por uma metodologia capaz de permitir a comparação e seleção das inúmeras alternativas hoje existentes.

II. 2 – A Escolha pela Melhor Relação Benefício-Custo

Joskow (2011) atenta que a instituição de ambientes de mercado, formadores de preços e expectativas, altera radicalmente a lógica da avaliação dos projetos. Se antes as concessionárias monopolistas utilizavam o LCOE para comparar diferentes alternativas de geração, predominantemente despacháveis, agora os empreendedores concorrentes tomam (ou deveriam tomar) as suas decisões de investimento considerando os preços dos mercados. Como observa Joskow (2011, p. 15):

They do not calculate levelized costs and choose the technology with the lowest number. To oversimplify, market-based investment decisions start with assumptions about future output prices, output quantities and associated operating costs, taxes, etc., from which a stream of expected future net cash flows is derived. (...) If the present discounted value of future net cash flows exceeds the expected cost of the investment then the investment would be economically attractive. If the present value of future cash flows is less than the cost of the investment then it is economically unattractive.

Diante da incapacidade de se comparar custos nivelados entre plantas despacháveis e intermitentes, Joskow propõe, então, o abandono do LCOE e a busca por algum método alternativo baseado em mecanismos de análise que incorporem a avaliação do mercado:

A good starting point would be to evaluate all generating technologies, both intermittent and dispatchable, based on the expected market value of the electricity that they will supply, their total life-cycle costs and their associated expected profitability (...) Of course, there is considerable uncertainty about future electricity prices and we should be skeptical about comparative technology evaluations being based on administrative regulatory estimates of future prices. However, merchant investors in new generating capacity must make estimates of future electricity prices when they evaluate investment opportunities. (JOSKOW, 2011, pp. 22-23)

Em consonância com as críticas ao LCOE, a EIA elaborou recentemente um método de comparação e seleção alternativo, buscando introduzir na análise comparativa elementos

relacionados ao valor da energia gerada e à contribuição efetiva da nova capacidade instalada para o sistema. A fórmula proposta não descarta o LCOE, mas pretende confrontar os custos nivelados com os custos evitados (*avoided cost*) pelo sistema com a implantação do projeto.

A inserção de uma nova planta na matriz implica em uma alteração na ordem dos futuros despachos. Ao gerar energia com a nova capacidade instalada para suprir a carga, a menos em um primeiro momento, o sistema deixa de acionar alguma outra (*displaced*) que apresenta um custo marginal de operação superior. Desta forma, o custo evitado é uma medida do que custaria ao sistema atender a carga se não pudesse contar com a contribuição da energia produzida pelo projeto avaliado.

A EIA (2014) compreende o custo evitado com o deslocamento dos futuros despachos como uma *proxy* para o valor econômico da alternativa tecnológica em análise. Contabilizando todo o custo evitado ao longo do ciclo de vida do projeto e dividindo-o pela média anual da geração esperada, obtém-se, de forma análoga ao LCOE, o custo evitado nivelado de eletricidade (*levelized avoided cost of electricity*) – LACE. Em outros termos (EIA, 2013a), o LACE expressa uma potencial receita anual esperada para o empreendimento decorrente da venda da energia gerada nos mercados de eletricidade. A EIA (2014) também publica, a exemplo do LCOE, estimativas para o LACE de várias tecnologias, despacháveis e intermitentes.

A estimação do custo evitado com a introdução da nova planta, calculado pela EIA, abrange duas dimensões. A primeira refere-se à energia propriamente gerada pela planta ao longo do ciclo de vida do projeto. Ao ser despachada, a usina desloca a curva de despacho e evita a operação de plantas mais custosas. Assim, a sua contribuição pode ser estimada pela quantidade esperada de energia produzida pela planta avaliada não pelo seu custo de operação variável, mas pelo custo marginal de operação do sistema. Este cálculo se aproxima de uma análise de custo de oportunidade que procura quantificar, na margem, o deslocamento dos despachos mais custosos. A outra dimensão refere-se a sua contribuição para a garantia de suprimento. Ao contar com a nova usina, a capacidade instalada do parque gerador se eleva, aumentando a margem de segurança do sistema. Caso não contasse com o despacho da usina em estudo, o sistema teria que ampliar a sobrecapacidade instalada necessária para atender ao pico da carga com segurança. Tipicamente, turbinas a gás são utilizadas para assegurar o equilíbrio do sistema, pois são rapidamente despacháveis, isto é, são capazes de gerar em pouco tempo toda a sua disponibilidade para fazer frente a variações bruscas da carga. Porém, como visto, as tecnologias contribuem de modo distinto para a garantia de suprimento, uma vez que nem todas são despacháveis a qualquer momento. Neste sentido, a EIA propõe

calcular o custo evitado de ampliar a capacidade instalada típica de reserva a partir do investimento poupado em novas turbinas de combustão, ponderado pela contribuição efetiva da planta em análise. Isto é, quantifica-se a contribuição à margem de reserva pelo investimento evitado em novas turbinas, porém leva-se em conta a disponibilidade esperada da futura planta, ao longo do ano, nas horas de pico da curva de carga. O cálculo do LACE proposto pela EIA (2013a) é apresentado de maneira simplificada na equação abaixo:

$$\text{LACE} = \frac{\sum_{t=1}^Y (\text{CMO}_t \times \text{horas de geração}_t) + \text{pagamento pela disponibilidade}}{\text{Fator de Capacidade} \times 8.760}$$

O LACE é expresso em US\$/MWh. O custo marginal de operação (CMO) é dado pelo custo variável (O&M variável e combustível) da geração da planta mais custosa despachada pelo operador para atender a carga em cada “t” dos “Y” períodos anuais analisados.²¹ A EIA considera os nove períodos anuais definidos no planejamento energético do *National Energy Modeling System* (NEMS) – para cada uma das três estações do ano (inverno, verão e outono/primavera) é modelada uma curva de carga típica com horas de pico (*daytime peak*), horas intermediárias (*shoulder hours*) e horas de vale (*nighttime off-peak*). Pressupondo um fator de capacidade específico da planta para cada um desses nove períodos anuais, calcula-se o correspondente número de horas de despacho esperado. Este cálculo é consistente com a metodologia do LCOE: para as plantas despacháveis, o fator de capacidade corresponde ao valor relativo de suas disponibilidades máximas; para as plantas voltadas para atender apenas ao pico da curva de carga, é definido um fator de capacidade de 30%; e para as fontes renováveis, calcula-se um fator próprio com base na disponibilidade dada pelas especificidades dos sítios.²² Assim, considerando os CMO vigentes e as respectivas horas de geração da planta, o somatório é realizado para todos os três períodos das três curvas de carga típicas desenhadas para o ano operativo.

²¹ A EIA (2013a, p. 3) denomina este custo marginal de operação de “preço marginal de geração” (*marginal generation price*), definindo-o da seguinte forma: “is the cost of serving load to meet the demand in the specified time period. This price is typically determined by the variable cost (fuel cost plus variable O&M) of the most expensive generating unit that needs to be dispatched to meet energy demand”. Em essência, este “preço” considerado na análise não corresponde a uma esperança dos futuros preços formados pelas forças de oferta e demanda em um mercado competitivo, mas é determinado pelos custos marginais de operação que formam a curva de despacho do parque gerador. Como veremos adiante, este conceito é muito similar ao “preço” de liquidação de diferenças (PLD) utilizado no Brasil, que também corresponde aos CMO do seu parque.

²² Embora a EIA distinga o fator de capacidade das plantas voltadas para geração na base e no pico, o número de horas de geração em cada período não leva em conta a ordem de mérito vigente para a definição do despacho, isto é, não considera que a planta apenas gera se o seu custo variável de operação for inferior ao CMO do período. Em outras palavras, prevalece como cálculo da contribuição para o sistema da capacidade a instalar a disponibilidade da planta, em detrimento de uma análise de mérito da geração esperada. Veremos, nos capítulos seguintes, que o Brasil definiu, em contraste com a EIA, uma metodologia própria para calcular a futura disponibilidade das plantas em análise de investimento que leva em conta a ordem de mérito no dimensionamento do número de horas de geração esperada nos respectivos cenários analisados.

O pagamento pela disponibilidade corresponde à contribuição da capacidade a instalar para a garantia de suprimento do sistema. O seu cálculo reflete, como vimos, o custo evitado de ampliar marginalmente a capacidade instalada do parque gerador em uma unidade de MW para garantir a margem de segurança necessária, ponderado por um fator de disponibilidade efetiva da futura planta.²³ Como se trata do custo evitado para atender o pico da carga, para qualquer tecnologia em análise a EIA considera o investimento necessário por MW para instalar uma turbina a gás voltada para este fim. Para as plantas despacháveis, considera-se um fator de disponibilidade de 100%, uma vez que elas podem atender a carga a qualquer momento. Já para as renováveis intermitentes, o fator é função da disponibilidade esperada da fonte durante os períodos de pico, levando-se em conta probabilidades condicionadas a (in)disponibilidades em outras regiões. Por exemplo, o fator de disponibilidade de um parque eólico considera a probabilidade de não incidência de vento na região do sítio dado que em outra região há ou não disponibilidade eólica em um determinado período.

O cálculo do LACE soma o pagamento pela disponibilidade da capacidade a instalar ao somatório do produto dos CMO de cada período com as respectivas horas de geração, dividindo o resultado pelas horas esperadas de geração no ano, que considera o fator de capacidade específico de cada período analisado.²⁴

Deste modo, podemos calcular o LACE de uma alternativa eólica, seguindo o exemplo do LCOE, da forma que se segue: considerando os CMO esperados, os fatores de capacidade da planta e as respectivas horas de geração em cada um dos nove períodos típicos anuais, apresentados na Tabela II. 1, podemos calcular o somatório do produto CMO x horas de geração; supondo um fator de disponibilidade de 15% para esse sítio eólico e levando em conta que um investimento em uma nova turbina de combustão é estimado em US\$ 670/KW instalado, utilizando a mesma taxa de retorno do cálculo do LCOE (9%), obtemos o valor nivelado e anualizado do investimento necessário para ampliar a margem de reserva do sistema, que será multiplicado pelo fator de disponibilidade da planta para encontrarmos a sua contribuição estimada para a garantia de suprimento; por fim, dividimos a soma desses

²³ O termo “pagamento pela disponibilidade” corresponde, na definição da EIA (2013a, p. 3), ao resultante do produto *capacity payment* x *capacity credit*, onde *capacity payment* “is the value to the system of meeting the reliability reserve margin. It is determined as the payment that would be required to incentivize the last unit of capacity needed to satisfy a regional reliability reserve requirement. O termo *capacity credit* é definido por Namovicz (2013, p.10) como “measure of resource contribution to reliability reserve”.

²⁴ Não está claro qual o horizonte considerado pela EIA (2013a) no cálculo do LACE. Provavelmente, seguindo a metodologia do LCOE, considera-se todo o ciclo de vida financeiro do projeto, isto é, faz-se uma previsão dos CMO para todo o período, obtendo valores esperados médios para cada fração do dia das curvas de carga típicas. Veremos adiante, no Capítulo III, que a metodologia desenvolvida pelo Brasil, a despeito do horizonte contratual dos projetos, apenas considera os CMO esperados para cinco anos futuros no cálculo de seu índice.

valores pelo número esperado de horas da geração anual para obtermos o valor nivelado e anualizado do custo evitado da alternativa em análise, isto é, o seu LACE. Utilizando esses parâmetros e os dados da Tabela I. I, obtemos um LACE de US\$ 75/MWh:

$$\text{LACE} = \frac{287.770 + (9\% \times 670.000) \times 15\%}{45\% \times 8.760} = \frac{287.770 + 9.045}{3.967} \cong \text{US\$ } 75/\text{MWh}$$

Tabela II. 1 – Exemplo de Cálculo do LACE (Empreendimento Eólico)

Estações do Ano	Períodos do Dia Curva de Carga	CMO (US\$/MWh)	Fator de Capacidade	Horas no Período	Horas de Geração	CMO x horas de geração
Verão	Pico	110	20%	640	128	14.080
	Vale	80	40%	1.100	440	35.200
	Intermediário	90	50%	460	230	20.700
Inverno	Pico	90	30%	460	138	12.420
	Vale	70	50%	1.100	550	38.500
	Intermediário	80	30%	640	192	15.360
Primavera / Outono	Pico	80	40%	1.090	436	34.880
	Vale	60	60%	2.180	1.308	78.480
	Intermediário	70	50%	1.090	545	38.150
Total Anualizado			45%	8.760	3.967	287.770

Fonte: EIA (2013a).

O LACE pode ser compreendido, portanto, como o benefício para o sistema da introdução da alternativa tecnológica na matriz, ao deslocar (ou evitar) a geração das plantas mais custosas. Sob esta perspectiva, a proposta da EIA é confrontar o LACE (benefício) com o LCOE (custo), ambos nivelados e anualizados, obtendo, assim, um critério de seleção baseado na consideração do benefício-custo da alternativa.

A diferença LACE – LCOE, nos termos da EIA (2013a, p.4), “can be thought of as the potential profit (or loss) per unit of energy production for the plant”. Quando a diferença entre o LACE e o LCOE for positiva, para um certo período e uma dada região, a alternativa seria economicamente atrativa. Já uma diferença negativa indicaria a falta de competitividade da tecnologia. Como indica a EIA (2014, p. 4): “a negative difference indicates that the cost of the marginal new unit of capacity exceeds its value to the system, (...) a positive difference indicates that the marginal new unit brings in value in excess of its cost by displacing more expensive generation and capacity options”. Desta forma, a escolha seria guiada pelo maior benefício-custo entre os projetos confrontados.

No exemplo do parque eólico hipotético apresentado para exemplificar os cálculos do LCOE e do LACE, o critério de seleção proposto (LACE – LCOE) desaconselha a escolha da alternativa analisada, pois obteríamos uma diferença negativa:

$$\text{LACE} - \text{LCOE} = 75 - 84 = - \text{US\$ } 9/\text{MWh}$$

A proposta da EIA de aprimoramento do LCOE caminha na direção correta de construir um método econômico capaz de comparar tecnologias de geração essencialmente distintas e de buscar um critério de seleção capaz de ordenar e indicar a escolha das alternativas mais adequadas à expansão do parque gerador. Grande parte da crítica ao LCOE, como foi visto, concentra-se na sua negligência ao valor da energia gerada para o sistema ou, em outros termos, na indiferença às interações sistêmicas entre as alternativas, o parque existente e o perfil da demanda. O LACE, de certa forma, procura preencher esta lacuna ao propor a consideração dos custos evitados como uma *proxy* para o valor da energia gerada. Entretanto, o seu cálculo agrega novos complicadores à análise.

Devemos notar, primeiramente, que é imprescindível considerar alguma projeção da operação futura do sistema para a identificação de qual capacidade instalada será evitada pelos futuros despachos da nova planta. Como a própria EIA (2013b, p. 1) observa: “unlike LCOE, the calculation of LACE requires tools to simulate the operation of the project being evaluated within its particular regional power system”. Isto significa prever os custos marginais de operação do sistema, levando em conta as variações ao longo do ano e mesmo durante os dias, para todo o ciclo de vida financeiro do projeto. O cálculo do LACE não apenas utiliza projeções nada triviais dos futuros CMO, como se apoia excessivamente no cenário construído para a análise. Assim, as principais críticas ao LACE questionam a complexidade de seu cálculo e a sua limitação à previsão escolhida. Em poucas palavras, críticos ponderam que o LACE adiciona muitos detalhes sem trazer tanta clareza para a comparação e consequente seleção das alternativas (LEIFMAN, 2013).

Outra crítica que podemos tecer recai sobre a metodologia proposta. Ao calcular as horas de geração das plantas despacháveis com base em fatores de capacidade das plantas pré-estabelecidos – correspondente à disponibilidade máxima para as usinas voltadas para geração na base ou estabelecido em 30% para as voltadas à geração no pico da demanda –, sem confrontar os custos variáveis de operação com o CMO para a definição do despacho da planta, o LACE negligencia o mérito econômico em sua análise.²⁵

Veremos no Capítulo IV que o Brasil definiu, após a reestruturação do setor elétrico empreendida nos anos 2000, um Índice Custo Benefício (ICB) para comparar as alternativas tecnológicas complementares à expansão prioritariamente hídrica da matriz. Foi desenvolvida uma metodologia de cálculo própria para o ICB, condizente com as singularidades do sistema

²⁵ Ver nota 22, p. 46.

elétrico brasileiro, que serão abordadas no próximo capítulo. Entretanto, a metodologia de cálculo do ICB, como veremos mais à frente, selecionou um parque térmico que se revelou inadequado à transformação da matriz elétrica brasileira.

II. 3 – A Escolha de Portfólios Eficientes

Historicamente, a escolha pelo menor custo foi a lógica norteadora das decisões de expansão do parque gerador. Diante de uma diversidade de alternativas tecnológicas viáveis, os agentes comparavam os custos de cada opção e investiam na planta com o menor custo (nivelado). Críticas recentes ao método do LCOE, como vimos, sugerem o confronto com os custos evitados pela geração da nova planta, apontando para a escolha da melhor relação benefício-custo. Entretanto, há uma literatura adjacente que, ao invés de questionar as limitações incorridas no método do custo nivelado e propor possíveis aprimoramentos, enfatiza o equívoco em pautar as decisões de investimento na escolha pela alternativa que representa apenas o menor custo.

Uma matriz elétrica é, em geral, composta por várias tecnologias de geração que utilizam fontes diversas e apresentam custos, fixos e variáveis, distintos. Há, portanto, um *mix* de plantas existentes que estão à disposição do sistema para suprirem a carga a cada momento. O descomissionamento de plantas antigas e o aumento esperado da carga demandam a contratação periódica de nova capacidade instalada. A escolha de em qual tecnologia investir deveria, *a priori*, levar em conta o perfil da matriz elétrica e as suas necessidades para garantir o suprimento e a modicidade tarifária. Mais ainda, o método comparativo das alternativas deveria avaliar o impacto futuro da escolha presente para a composição da matriz, isto é, a sua contribuição para o custo global do portfólio em relação à sua contribuição para o risco global do *mix* gerador.

Esta vertente defende, portanto, que não se deve proceder à escolha de *tecnologias alternativas*, mas sim de *portfólios alternativos*, de modo que a expansão leve em conta o perfil da matriz elétrica em transformação. A abordagem de portfólio no âmbito do setor elétrico procura introduzir noções consagradas em Finanças à lógica da seleção de investimentos em novas plantas de geração, incorporando as ideias de retorno, risco e fronteira eficiente. Como advoga Awerbuch (2006, pp. 693-694):

For the last half century, least-cost planning has provided the basis for electricity generating capacity expansion in most countries. Planners were confident that by adding only so-called 'least-cost' alternatives, they could expand the system at the lowest cost. Least-cost worked sufficiently well in a previous technological era,

marked by relative cost certainty, low rates of technological progress, technologically homogeneous generating alternatives and stable energy prices. Today's electricity planner, by contrast, faces a broadly diverse range of technological and institutional options for generating electricity and a future that is highly dynamic, complex, and uncertain. Attempting to identify the least-cost alternative in this environment is virtually impossible. (...) Given the uncertain environment, it makes sense to shift electricity planning from its current emphasis on evaluating alternative technologies, to evaluating alternative generating portfolios and strategies.

Esta perspectiva compreende que as diversas alternativas tecnológicas não se traduzem apenas em custos (nivelados), mas também em riscos, que, como em qualquer outro investimento, devem ser contabilizados. O conceito de risco aqui utilizado não abrange a importante noção de garantia de suprimento sob a perspectiva usual estritamente energética, mas refere-se aos riscos relativos à construção, operação e manutenção das plantas. Tipicamente, a volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis é apontada como a principal fonte de risco incorrido nos portfólios (fóssil-intensivos).²⁶ A insegurança resultante da intermitência de algumas fontes não-estocáveis, por seu turno, é incorporada apenas na limitação das participações relativas de suas respectivas tecnologias nos portfólios investigados.²⁷ Neste contexto, a introdução de uma tecnologia mais cara ao *mix* existente pode reduzir o custo do portfólio, se for o seu independente ou variar inversamente aos custos predominantes. Este é o principal argumento utilizado por esta literatura para a defesa da penetração, em matrizes elétricas predominantemente fósseis, de fontes renováveis intermitentes (solar e eólica, principalmente), que apesentam custos nivelados mais elevados do que as tecnologias tradicionais. De maneira geral, Awerbuch e Berger (2003, p. 5) observam que “at any given time, some alternatives in the portfolio may have high cost while others have lower cost, yet over time, an astute combination of alternatives can serve to minimize overall generation cost relative to the risk”.

A seleção de portfólios baseia-se, geralmente, na análise de média-variância da Teoria Moderna do Portfólio, desenvolvida por Markowitz. Primordialmente voltada para a análise financeira, esta abordagem identifica, para um dado nível de retorno médio esperado, o portfólio com menor variância, isto é, menor risco. Investidores racionais, avessos ou

²⁶ Como observam Awerbuch e Berger (2003, p. 4): “Energy security considerations are generally focused on the threat of abrupt supply disruptions, although a case can also be made for the inclusion of a second aspect: the risk of unexpected electricity cost increases. This is a subtler, but equally crucial, aspect of energy security. Energy security is reduced when countries (and individual firms) hold inefficient portfolios that are needlessly exposed to cost risk”.

²⁷ Em geral, a literatura aponta o limite de 30% para a participação máxima das renováveis intermitentes na matriz elétrica (JOSKOW, 2011; MARRERO e RAMOS-REAL, 2010). Para o Brasil, estudo recente de Veiga et al. (2013), supondo estagnação da capacidade térmica e expansão de hidrelétricas a fio d'água, aponta para uma penetração da eólica na ordem de 15% da matriz. Entretanto, este valor não representa um limite físico, mas um nível de inserção provável tendo em vista as limitações metodológicas (operativas e de planejamento) atuais.

propensos a risco, sob incerteza, não escolhem simplesmente as alternativas mais rentáveis, mas também consideram a certeza do retorno esperado. Tipicamente, olham para a volatilidade passada na busca por indícios da variabilidade futura. Suas decisões levam em conta, portanto, o risco de seus investimentos – em poucas palavras, risco é tão importante quanto custo. Sob esta perspectiva, compreende-se o risco como a variação periódica do retorno esperado do portfólio, mais especificamente, o seu desvio-padrão.²⁸ Neste sentido, um *portfólio eficiente* é aquele que não se expõe a riscos desnecessários para um dado retorno esperado, pois satisfaz a duas condições simultaneamente: maximiza a esperança do retorno médio esperado do portfólio para um dado nível de risco, ao mesmo tempo em que minimiza o seu risco para um dado nível de retorno esperado.

Em seu contexto original, o portfólio eficiente é encontrado através da maximização do retorno esperado para um dado nível de risco. Porém, no âmbito energético, o *mix* de geração ótimo, como usualmente definido na literatura, corresponde à minimização dos custos do portfólio e de seus respectivos riscos. Awerbuch e Berger (2003) notam, porém, que o custo é efetivamente o inverso do retorno, o que implica em encontrar resultados ótimos idênticos face às alternativas de maximizar retorno ou minimizar custos. Desta forma, a escolha de portfólios eficientes de geração elétrica utiliza os custos nivelados (LCOE) das tecnologias na definição do custo global médio esperado do *mix* gerador.²⁹

Considerando um portfólio de geração hipotético com duas tecnologias, uma fóssil (F) e outra renovável intermitente (R), o seu custo médio esperado (C_{mix}) é dado pelo somatório do custo de cada tecnologia instalada (C_F ; C_R) ponderado pelas participações relativas de cada fonte (δ_F ; δ_R), cujo somatório deve ser sempre igual a um. Enquanto a participação das fontes despacháveis (δ_F) pode, em princípio, alcançar 100%, a participação das renováveis intermitentes (δ_R) limita-se a algum nível pré-estabelecido que não comprometa a garantia de suprimento. Para o cálculo do custo de cada alternativa, utiliza-se, em geral, o LCOE.³⁰ A equação abaixo apresenta o custo médio esperado do *mix* gerador:

$$C_{mix} = \delta_F \times C_F + \delta_R \times C_R, \quad \text{onde } \delta_F + \delta_R = 1$$

²⁸ Medida adimensional obtida pela raiz quadrada da variância.

²⁹ Como identificam Awerbuch e Berger (2003, p. 15): “Expected returns are based on traditionally estimated levelised generation costs (...). Our analysis is cost-based, since from a societal perspective, generating costs and risks are properly minimised. Our analysis is therefore not based on revenues from electricity sales, renewables’ feed-in tariffs or the price of conventional electricity. Since the analysis and the expected portfolio returns are cost-based, variations in electricity market prices are not relevant.”

³⁰ Cf. Awerbuch e Berger (2003), Awerbuch (2006), Awerbuch e Yang (2007), Marrero e Ramos-Real (2010), Losekann et al. (2013).

A medida usual do risco de cada alternativa é encontrada pela análise temporal da dispersão dos seus custos, que depende de inúmeros fatores como a variabilidade do preço do combustível, o custo de O&M, a incerteza quanto ao período de construção da planta, o preço do carbono emitido, os riscos regulatórios e todas essas correlações. Porém o risco relevante para a análise diz respeito ao risco global do portfólio, obtido pelo seu desvio-padrão (MARRERO e RAMOS-REAL, 2010). A equação abaixo apresenta o desvio-padrão (DP_{mix}) do portfólio hipotético em análise:

$$DP_{mix} \equiv \sqrt{\delta_F^2 \times \text{Var}(C_F) + \delta_R^2 \times \text{Var}(C_R) + 2 \times \delta_F \times \delta_R \times \text{Cov}(C_F, C_R)}$$

Lembrando que $\text{Cov}(C_F, C_R) = \text{Corr}(F, R) \times DP_F \times DP_R$, obtemos:

$$DP_{mix} \equiv \sqrt{\delta_F^2 \times \text{Var}(C_F) + \delta_R^2 \times \text{Var}(C_R) + 2 \times \delta_F \times \delta_R \times \text{Corr}(F, R) \times DP_F \times DP_R}$$

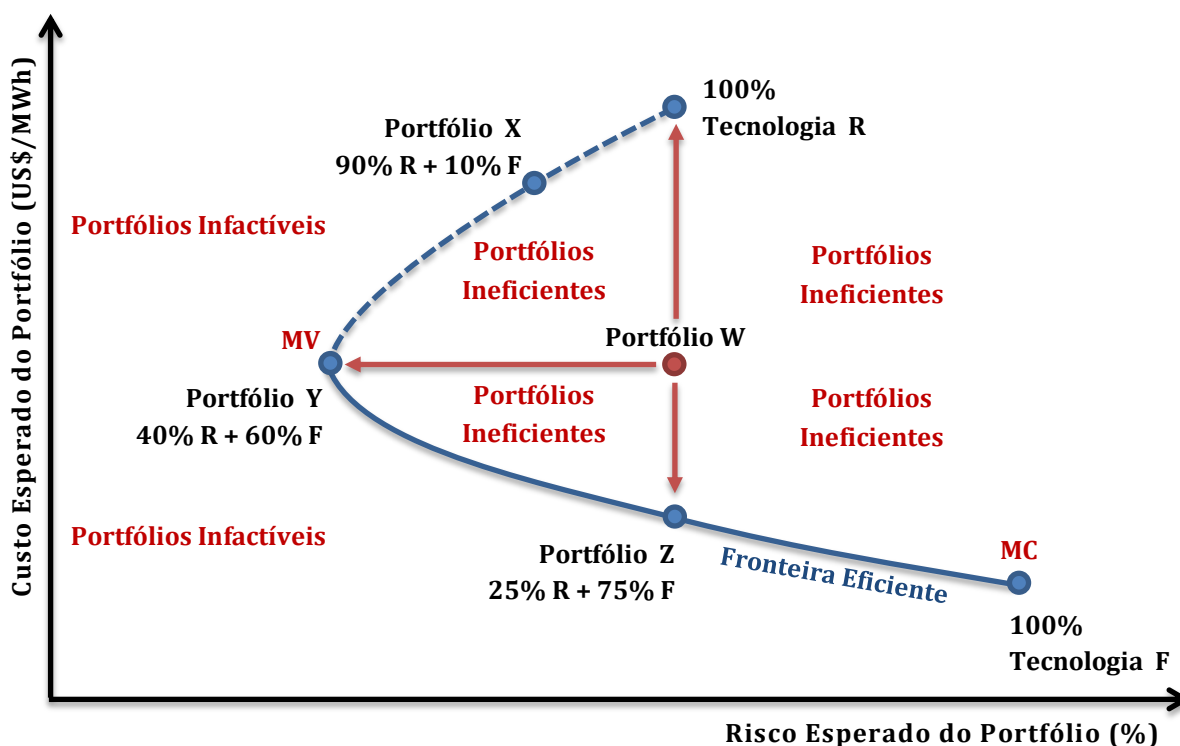
Como podemos notar, o risco estimado do portfólio de geração depende não apenas das variâncias individuais de cada tecnologia, ponderadas por suas participações relativas no *mix* elevadas ao quadrado, como também de sua covariância, isto é, da correlação entre os riscos específicos de cada tecnologia presente no *mix*. O coeficiente de correlação – $\text{Corr}(F, R)$ – expressa de forma adimensional ($-1 \leq \text{Corr}(F, R) \leq 1$) o grau e direção da relação linear esperada para a variação conjunta dos custos individuais do portfólio, isto é, expressa o quão diversificado é o portfólio. Quanto mais negativa for a correlação, menor será o desvio-padrão do portfólio; ao passo que quanto mais próximo da unidade for o coeficiente, maior será o risco do *mix*. Embora seja desejável encontrar alternativas que se complementem ao máximo, não é factível pensar em um coeficiente negativo no âmbito de portfólios de geração elétrica. Não há porque o custo de uma tecnologia variar inversamente com o de alguma outra. Entretanto, há alternativas, como eólica, solar e outras renováveis capital-intensivas, que apresentam custos relativamente invariáveis ao longo do tempo, principalmente por não incorrerem em gastos com combustíveis. Com a introdução de tecnologias com custos relativamente invariáveis, não correlacionados com os custos das demais, o coeficiente de correlação se aproxima de zero, reduzindo o risco global do portfólio, ao anular o terceiro termo da equação.³¹

A Figura II. 1 representa a *fronteira eficiente* formada pelos inúmeros portfólios ótimos que minimizam o custo esperado global para um dado nível de risco. O portfólio de geração pode ser formado integralmente pela tecnologia fóssil (F) ou, alternativamente, pela

³¹ Este efeito é análogo à incorporação de ativos livres de risco sistêmico, ou *beta-zero* em termos financeiros, como os títulos do tesouro americano. Para maiores detalhes, ver Awerbuch e Berger (2003).

tecnologia renovável (R), e ainda por inúmeras combinações dessas alternativas.³² O portfólio com 100% da tecnologia F apresenta o menor custo (MC), porém resulta no maior risco. Já o portfólio com 100% da tecnologia R resulta em um risco menor,³³ porém implica em um custo esperado bem maior.

FIGURA II. 1 – Fronteira Eficiente de Portfólios de Geração Elétrica



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Awerbuch e Yang (2007) e Marrero e Ramos-Real (2010).

O principal *insight* desta análise reside no *efeito de diversificação* do portfólio: quando combinamos as duas alternativas, conseguimos reduzir custo e risco simultaneamente. O portfólio X ilustra com precisão o efeito, por vezes contra-intuitivo, da diversificação. Partindo de uma situação com 100% da tecnologia R, ao instalarmos capacidade fóssil, que apresenta um risco muito superior frente à previsibilidade dos gastos operacionais da alternativa renovável, reduzimos o risco global do *mix* gerador – o portfólio X reduz o custo e o risco totais em relação ao portfólio exclusivo de R. Entretanto, nenhum desses dois portfólios é eficiente, uma vez que existem outras combinações possíveis que resultam em

³² Para simplificar, não limitamos neste exemplo a participação relativa da fonte renovável intermitente (R) nos *mix* analisados, porém deve-se ter em mente que um portfólio com 100% da tecnologia R, além de ser ineficiente do ponto de vista da análise de média-variância, é inviável em termos de segurança à garantia de suprimento.

³³ Fica evidente, nesta análise, que essa abordagem negligencia, posto que o estabelece de forma exógena, o principal caráter de risco para o setor elétrico: a insegurança de suprimento incontornável advinda da intermitência de fontes primárias não estocáveis. Sob esta perspectiva, um portfólio fóssil intenso provém muito menos risco ao sistema do que um renovável-intermitente-intensivo. Prevalece, no entanto, uma análise de risco proveniente de flutuações excessivas nos preços dos combustíveis (ver nota 26, p. 42).

mesmo risco, porém em custo esperado significativamente menor. O portfólio Z, por exemplo, que combina 25% de renovável com 75% de fóssil, apresenta o mesmo risco do portfólio dedicado integralmente a R, porém redundante em um custo esperado para o sistema infinitamente menor. O portfólio Y, constituído por 40% de renovável e 60% de fóssil, detém a menor variância (MV) dentre todas as possíveis combinações. Como podemos observar, qualquer portfólio com custo e risco superiores a este será ineficiente, já que é possível encontrar um *mix* com mesmo risco, porém custo esperado menor. Desta forma, a *fronteira eficiente* é formada pelos pontos que interligam os portfólios MC e MV, representada pela linha contínua azul do gráfico.³⁴ Apenas os portfólios sob a fronteira são eficientes, visto que qualquer outra combinação factível pode ser reordenada de modo a minimizar, simultaneamente, risco e retorno esperados. Qualquer ponto à esquerda ou abaixo da fronteira é ineficiente, pois, dado as tecnologias disponíveis, não conseguimos obter tais combinações de custo e risco esperados. Por sua vez, qualquer combinação factível à direita ou acima da fronteira é ineficiente, pois é possível reordenar o *mix* gerador na direção de um portfólio eficiente com menor risco e/ou custo. O portfólio W ilustra esta situação. Todos os *mix* em direção à fronteira entre os portfólios Y e Z são mais eficientes do que o portfólio W, porquanto resultam em redução de risco e retorno.

Devemos notar, por fim, que o aumento relativo de custo incorrido do portfólio 100% fóssil para o portfólio Z, ambos eficientes, é bem menor do que a diminuição relativa de risco alcançada. Intuitivamente, a diversificação com a introdução de uma tecnologia mais cara, porém com custos menos variáveis, reduz o risco global do portfólio, porém eleva o seu custo. Entretanto, a pequena elevação de custo face à redução significativa de risco confere ao portfólio Z uma importante propriedade, é o *mix* que apresenta a maior razão de Sharpe, que expressa quão bem o retorno do portfólio compensa o seu risco – em outros termos, é uma medida do desempenho de ajuste ao risco. O portfólio Z justifica, portanto, a penetração das custosas fontes renováveis em matrizes elétricas fóssil-intensivas.

O conceito de “reordenar o portfólio” para alcançar alguma combinação ótima sob a fronteira eficiente se traduz, na prática, em direcionar a rota de expansão do parque gerador. Desta forma, a justificativa de qual tecnologia instalar para atender a carga futura repousa em uma análise ótima dos custos e riscos dos possíveis portfólios de geração, em detrimento de uma escolha centrada unicamente na consideração isolada dos custos nivelados de eletricidade de cada alternativa. A partir desta perspectiva, inúmeros trabalhos analisam a posição relativa

³⁴ Pontos factíveis na fronteira acima de MV não são eficientes, motivo pelo qual a linha azul é tracejada.

da matriz elétrica de países selecionados face às suas respectivas fronteiras eficientes, especificamente construídas com o intuito de prescrever rotas de expansão menos custosas e arriscadas. Por exemplo, Awerbuch e Berger (2003) e Awerbuch e Yang (2007) analisam a distância entre a fronteira eficiente e a matriz elétrica projetada para a União Europeia, enquanto recente trabalho de Losekann et al. (2013) investiga como a matriz brasileira projetada pelo planejamento decenal do governo posiciona-se frente a sua fronteira eficiente.

A abordagem de escolha de portfólios eficientes agrega ideias interessantes à análise comparativa e seletiva de tecnologias de geração elétrica. Direcionar a atenção para portfólios de geração, em detrimento de escolhas restritas à comparação isolada e míope de custos, configura-se, sem dúvida, na maior contribuição desta literatura. Investimentos em nova capacidade instalada devem ser estudados sob a ótica de seus custos e riscos, levando em conta a complementariedade com o *mix* existente, de tal maneira que o direcionamento da rota de expansão do parque gerador seja traçado a partir de uma análise econômica criteriosa.

Entretanto, devemos notar que esta abordagem requer cálculos nada triviais para a definição dos portfólios ótimos que formam a fronteira eficiente. A difícil construção da matriz de variância-covariância dos custos das tecnologias é determinante para a identificação das combinações (supostamente) eficientes e, conseqüentemente, a sua correta definição é crucial para uma prescrição confiável das políticas a serem adotadas.

Outro ponto crítico a ser superado reside na conceituação restrita de risco dos portfólios estabelecida por esta abordagem. Embora as matrizes fóssil-intensivas, de fato, detenham uma parcela de risco significativa atrelada à segurança de fornecimento dos combustíveis utilizados, não podemos negligenciar o risco derivado da intermitência de fontes renováveis não-estocáveis.³⁵ Enquanto essas matrizes possuem uma especial preocupação com a evolução futura dos preços dos combustíveis, parques geradores menos fóssil-intensivos devem se atentar sobremaneira para o risco energético à garantia de suprimento e, sobretudo, para o seu dimensionamento. A carência de um “risco de déficit energético”, inerente às tecnologias não-despacháveis, endógena e explicitamente considerado no cálculo dos riscos dos portfólios, e não apenas incorporado em uma limitação exógena às participações relativas dessas fontes, aponta para um aprimoramento necessário. As particularidades do sistema elétrico brasileiro, que iremos identificar em seguida, ilustram como o dimensionamento deste risco é tão relevante para a análise quanto à evolução do preço dos combustíveis fósseis. Se esta abordagem é virtuosa na justificativa da penetração das renováveis nas matrizes fóssil-

³⁵ Ver notas 26 (p. 51) e 33 (p. 54).

intensivas, a incorporação do cálculo do risco de déficit energético de suprimento derivado da intermitência pode contribuir para o dimensionamento ótimo (endógeno) das participações relativas das tecnologias, principalmente em matrizes já intensamente renováveis como a brasileira.

Por fim, devemos notar que a abordagem de portfólios eficientes não se preocupa com o valor da energia gerada ou com os custos evitados pelo despacho da nova planta, tal como também negligencia a escolha pela alternativa com o menor custo nivelado. Uma possível forma de incorporar o risco de déficit energético pela intermitência, contornando a deficiência acima apontada, seria através da consideração, de algum modo, do valor da energia gerada para o sistema, tal como propõe a EIA com o confronto LACE-LCOE.

Todavia, devemos reconhecer a importante contribuição que a abordagem de portfólios agrega à construção de métodos comparativos e mecanismos de seleção eficazes e confiáveis, capazes de identificar a rota de expansão mais adequada face às inúmeras vias que se apresentam. Como concluem Awerbuch e Yang (2007, p. 13), “astute portfolio combinations of diversified alternatives produce efficient results, which cannot be measured using stand-alone cost concepts”.

Como veremos mais adiante, a utilização do ICB no Brasil, como o método comparativo das fontes complementares à hidroeletricidade, possibilitou a penetração da eólica em sua matriz já preponderantemente renovável. Entretanto, veremos que os problemas enfrentados atualmente de risco de déficit podem ser em parte explicados pela carência de uma análise econômica voltada para o confronto de portfólios alternativos, em detrimento da análise vigente que busca encontrar a melhor relação de benefício-custo individual das tecnologias, sem enxergar o parque gerador como um todo e a evolução da matriz em transformação. O importante, pois, não é investigar qual tecnologia é mais barata hoje ou amanhã, mas é descobrir de qual forma a capacidade a instalar contribui para os custos e os riscos (energéticos, inclusive) globais do portfólio de geração.

CAPÍTULO III – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Abordamos no Capítulo I as particularidades do multiproduto energia elétrica. Como vimos, a inviabilidade de sua estocagem, a inimitabilidade dos fluxos, o caráter essencial de seu consumo e a instantaneidade, simultaneidade e integridade entre a sua produção e utilização são características intrínsecas da eletricidade que tornam a sua indústria muito peculiar. O sistema brasileiro, por sua vez, detém características ainda mais singulares.

Neste capítulo identificaremos primeiro as particularidades do sistema elétrico brasileiro. Depois, veremos como a reforma liberalizante dos anos 1990 menosprezou ao transplantar o modelo inglês para o Brasil, culminando no racionamento de energia de 2001. Em seguida, compreenderemos de que modo a reestruturação empreendida nos anos 2000 manteve grande parte da estrutura institucional-regulatória herdada, recuperou o planejamento centralizado e implantou a prática sistemática de leilões de energia para garantir a expansão da capacidade instalada necessária ao suprimento da demanda em ascensão.

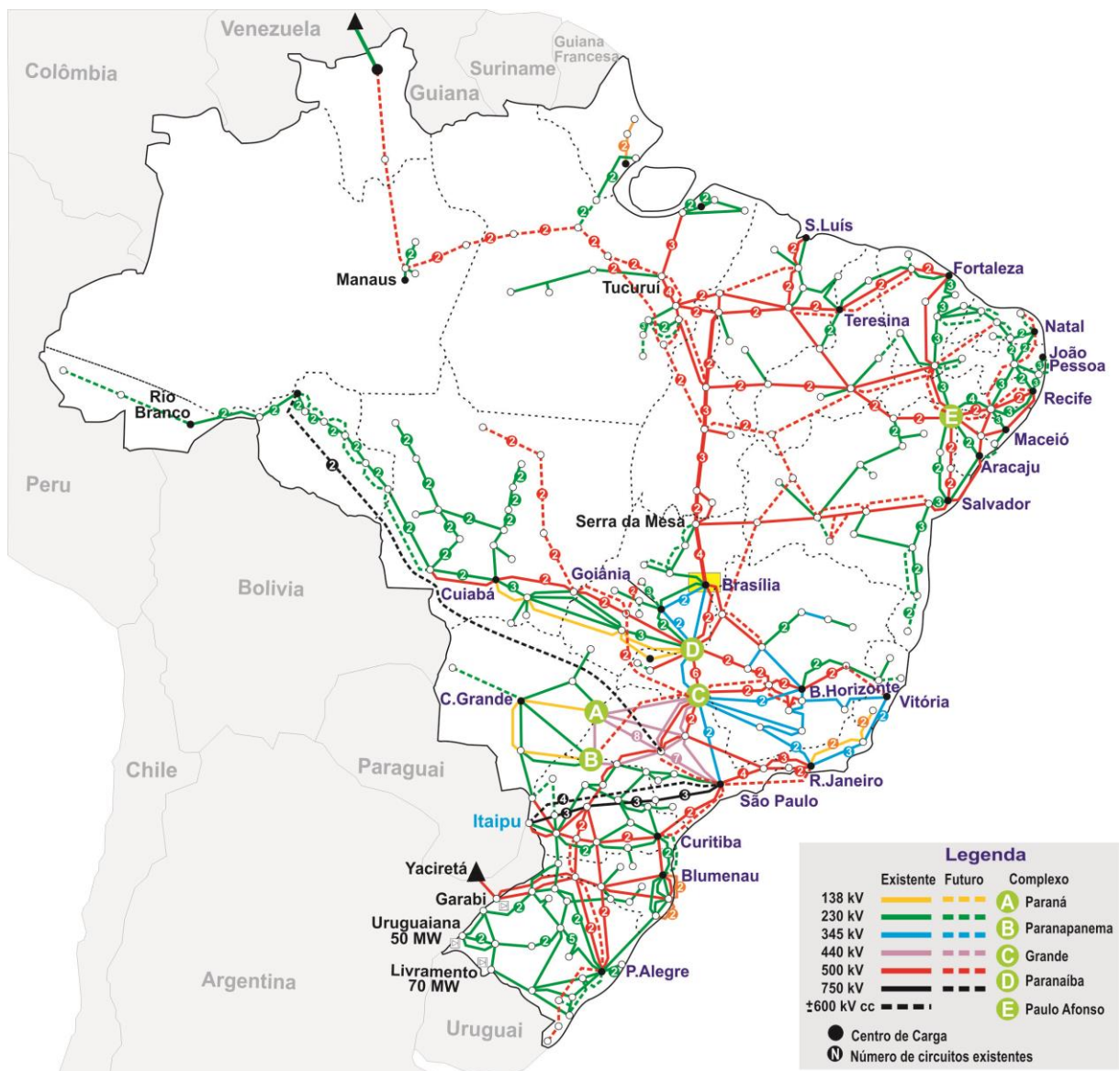
Discutiremos ao final do capítulo, entretanto, que a expansão da oferta alcançada nos últimos não se revelou, como se supunha, uma condição suficiente para garantir o suprimento e a modicidade tarifária. O setor elétrico encontra-se em um ponto de inflexão delicado que aponta para uma mudança irreversível em seu paradigma operativo. A expansão e a operação ainda não responderam às mudanças estruturais que o setor atravessa, impondo riscos crescentes à segurança energética e à modicidade tarifária. Em meio a esta indefinição, políticas recentes encaminham o setor para uma grave crise financeira, adicionando complicadores ainda maiores para a busca de rotas de expansão mais eficientes.

III. 1 – As Singularidades do Sistema Brasileiro

A matriz elétrica brasileira é predominantemente hídrica, contando com usinas hidrelétricas que dispõem de grandes reservatórios de regularização e armazenagem que permitem guardar a energia excedente das aflúncias 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 (ONS, 2013), constituindo-se em um importante *backup* para o sistema. Em termos mundiais, apenas o Canadá apresenta capacidade de reserva em proporção semelhante.

Ao permitir compensar as variações hidrológicas anuais, os grandes reservatórios alteram o papel desempenhado pela fonte hídrica na operação do sistema. Por apresentarem geração rápida e flexível capaz de responder imediatamente às variações da carga, as hidrelétricas, em geral, 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 à expectativa das afluências e ao consequente volume de água retido nos reservatórios.

FIGURA III. 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN) – Horizonte 2014

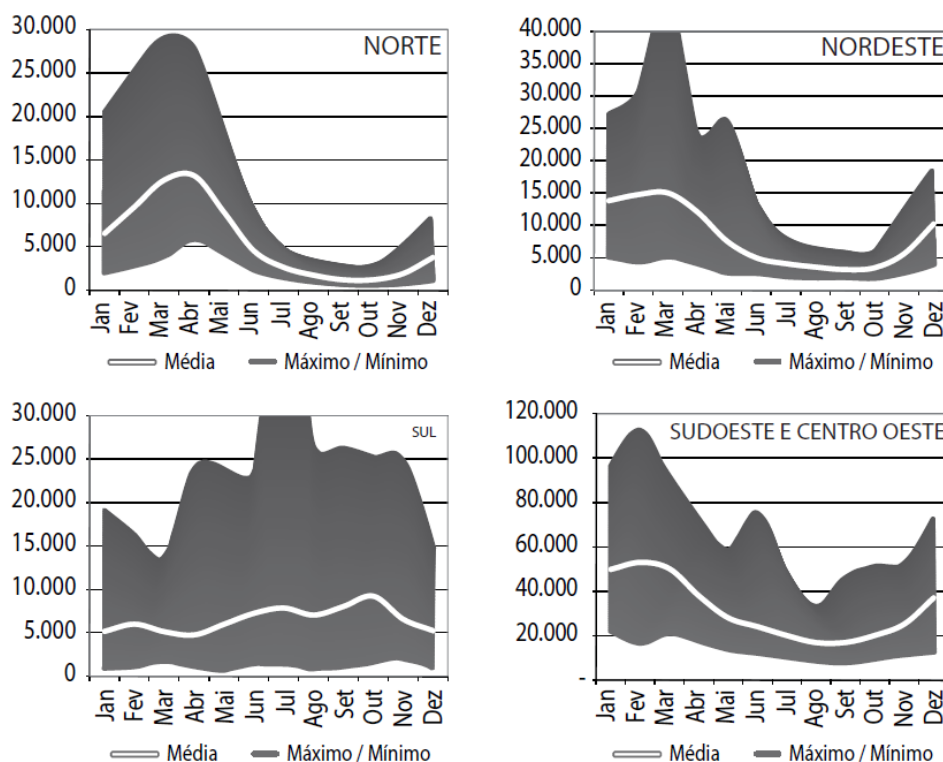


Fonte: ONS.

Outra importante singularidade brasileira deve-se a extensão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que recobre quase a totalidade do território continental do país, se

configurando como um dos maiores sistemas interconectados do mundo. A Figura III. 1 apresenta o sistema de transmissão atual e a sua expansão prevista. Até 2016, o SIN interligará todas as capitais do país, com a inclusão do subsistema Norte, antes isolado. Mais do que interligar as quatro regiões geoeletricas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul), a vasta extensão do SIN se traduz em vasos comunicantes que possibilitam o intercâmbio hídrico, constituindo um grande reservatório nacional.

FIGURA III. 2 – Energias Naturais Afluentes – ENA³⁶ (MWmed): Médias, Máximas e Mínimas



Fonte: D'Araujo (2009).

As diversas regiões brasileiras apresentam regimes hidrológicos muito distintos, cuja diversidade é apresentada na Figura III. 2. Podemos notar que, além das regiões apresentarem grande variabilidade nas afluências, típico do clima tropical, há complementariedades importantes que justificam a integração energética. A interligação também possibilita que uma região exporte um eventual excesso de energia gerado por um regime hidrológico favorável para outra região menos favorecida, potencializando os ganhos globais. Assim, o sistema de transmissão transforma mais água em energia ao aproveitar as

³⁶ A Energia Natural Afluente (ENA) representa o montante de energia potencialmente gerado se toda a afluência fosse turbinada.

complementariedades entre as regiões e evitar o desperdício de potenciais vertimentos. A vasta extensão da rede não se justifica, portanto, por razões elétricas – visto que as grandes distâncias implicam em perdas significativas no transporte –, mas principalmente por motivos energéticos. Como observa D’Araujo (2009, p. 82):

por efeitos sinérgicos, a lógica de expansão da rede no Brasil não tem relação apenas com o atendimento ao consumidor. É preciso dimensioná-la de tal modo que, além de atender a demanda, a rede seja capaz de transferir grandes blocos de energia por longas distâncias (...) num cálculo aproximado, estima-se que cerca de 10% da energia assegurada total do sistema se deve ao sistema de transmissão.

A grande dimensão dos reservatórios decorre em grande medida da predominância hidrográfica brasileira de rios de planalto, que apresentam acentuados desníveis entre a nascente e a foz. As declividades onde as hidrelétricas são instaladas, em geral, são formadas por dois segmentos planos, de modo que a represa do rio tende naturalmente a formar profundos reservatórios capazes de armazenar grandes volumes de água. Na região amazônica, no entanto, prevalecem rios de planície, razão pela qual as grandes barragens não são, em geral, tecnicamente aconselháveis – apresentam elevado custo/benefício quando confrontada a área inundada com a potência instalada.³⁷ Desta forma, a opção por hidrelétricas a fio d’água na Amazônia – usinas hidrelétricas com turbinas horizontais que aproveitam ao máximo a força do rio para gerar energia, dispensando grandes reservatórios e, conseqüentemente, produzindo energia intermitente decorrente da completa exposição à variação hidrológica anual – também decorre de uma indicação técnica, além das inúmeras restrições socioambientais.

Outra característica hidrográfica brasileira, com grande impacto para a operação do sistema, refere-se à extensão dos seus principais rios – por exemplo, o Paraná e o São Francisco percorrem, respectivamente, cerca de 4.000 km e 2.800 km. Como são rios de planalto, com grandes e recorrentes acidentes ao longo do percurso, diversas usinas se sucedem, alterando a afluência das demais. Como demonstra D’Araujo (2009), quanto mais bem comportada for a afluência, maior a *energia firme* que a hidrelétrica é capaz de gerar, isto é, a energia produzida considerando-se a pior afluência já registrada no histórico.³⁸ Assim, uma hidrelétrica com reservatório beneficia outras a jusante, por regularizar as suas

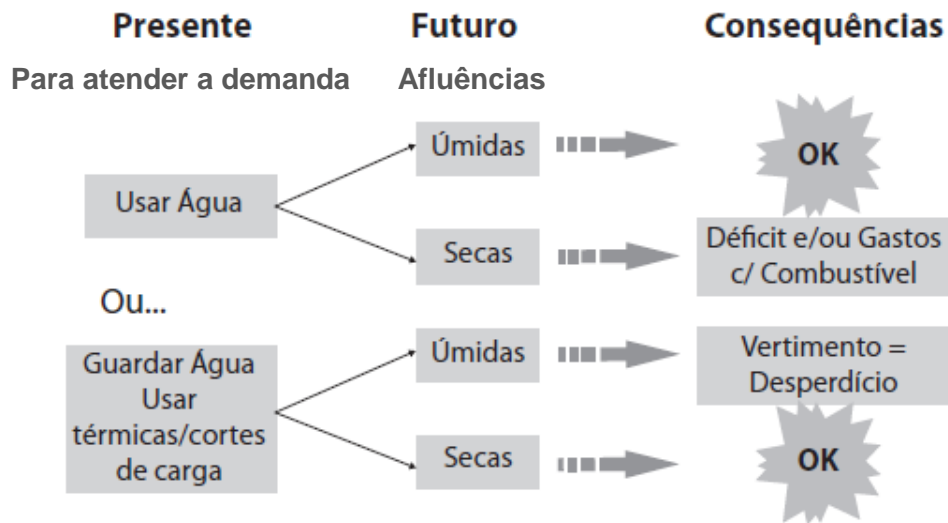
³⁷ A experiência mais desastrosa no Brasil, sempre citada na literatura como um exemplo do que deve ser evitado, deve-se a hidrelétrica Balbina, inaugurada em 1989 na bacia Amazônica. A tentativa de construir um grande reservatório de armazenagem em uma área extremamente plana resultou na pior razão entre área alagada e potência instalada, 120.000 hectares/200 MW = 480. No outro extremo encontra-se Itaipu, com um índice de 11,1 (=140.000 hectares/12.600 MW).

³⁸ Embora o conceito de *energia firme* esteja relacionado à energia hidráulica, também utilizamos este termo no presente trabalho, em outros contextos, como sinônimo de energia controlável (ou despachável), em contraposição à energia intermitente.

efluências, e se beneficia de usinas a montante, se estas apresentarem capacidade de regularização, elevando a energia firme gerada pelo sistema. Embora esses efeitos estejam presentes em qualquer sistemas hidrelétricos com usinas em cascata, a extensão dos rios brasileiros, o tamanho de seus reservatórios e a hidraulicidade tropical os tornam mais significativos. Neste contexto, para maximizar os ganhos potenciais e internalizar as externalidades presentes, é imprescindível que a atuação dos agentes seja coordenada.

Embora a capacidade de armazenagem seja significativa, permitindo a regularização plurianual das inconstantes afluências, a carga não é sempre integralmente atendida pela fonte hidráulica. Como a Figura III. 1 nos revela, a variabilidade das afluências tropicais é muito acentuada, impondo ao sistema a convivência indesejada com algum risco de déficit de energia. Surge, então, o principal *trade-off* operativo do sistema brasileiro: armazenar água para o futuro ou utilizá-la no presente?

FIGURA III. 3 – Paradigma Operativo do Sistema Elétrico Brasileiro



Fonte: D'Araujo (2009).

A decisão de armazenar água, no entanto, depende da existência de fontes firmes que independam de fatores climáticos e possam ser despachadas a qualquer momento. Para tanto, termelétricas são adicionadas ao parque gerador, viabilizando a administração dos reservatórios e mitigando o risco de déficit. Como o despacho térmico implica em gasto com combustível³⁹ e a capacidade de armazenagem dos reservatórios é muito significativa, a operação privilegia a geração hídrica, administrando os reservatórios de modo a minimizar as probabilidades de vertimento e de déficit. O parque termelétrico torna-se, assim, um *backup*

³⁹ A utilização de resíduos de outras atividades (como biomassa e gás de processo) como fonte para a geração termelétrica pode não representar gastos com combustível, mas possivelmente apresentará algum grau indesejado de intermitência ou sazonalidade.

complementar a reserva hídrica, complementando o despacho hídrico em circunstâncias hidrológicas adversas. A Figura III. 3 representa de forma esquemática o histórico paradigma operativo do sistema brasileiro.

A lógica operativa do sistema hidrotérmico brasileiro demanda, desta forma, uma disponibilidade térmica latente, embora evite ao máximo fazer uso desta potência. Ao contar com a possível geração térmica, a administração dos reservatórios pode ser menos conservadora, reduzindo o nível de *backup* hídrico. Isto é, a geração hidráulica é turbinada com a água que deixa de ser retida para a geração futura, já que agora está “lastreada” pelo parque térmico. Da mesma forma que a interligação das linhas de transmissão potencializa a geração de energia no Brasil, a presença de térmicas, mesmo desligadas, eleva o potencial hídrico. Como resume D’Araujo (2009, pp. 82-83):

as térmicas funcionam como um reservatório virtual. (...) Na realidade, são o “controle” do sistema de reserva de água, e, por isso, é preferível que essas usinas sejam flexíveis, como devem ser todos os controles. Elas são úteis mesmo sendo “desnecessárias” por vários meses! Para que o sistema se beneficie desse efeito, as usinas devem ser acionadas segundo uma lógica ligada à hidrologia.

No entanto, De Oliveira (2007, p. 227) alerta que embora a flexibilidade térmica seja ótima do ponto de vista operativo do sistema hidrotérmico, há custos relativos à disponibilidade do combustível que devem ser contabilizados: “o uso da energia não armazenável para evitar o consumo de combustível só se justifica quando o combustível não utilizado pelas térmicas têm usos alternativos cujo custo de oportunidade iguala ou supera o custo da sua cadeia produtiva”. Em outros termos, o custo de infraestrutura da cadeia de suprimento do combustível térmico não utilizado deve ser levado em conta, quando este não puder ser arcado por contratos interruptíveis alternativos. Neste sentido, o Brasil enfrenta grandes dificuldades em compatibilizar a sua indústria do gás natural com a variabilidade da demanda do setor elétrico, dado a parca infraestrutura de transporte e armazenagem deste energético e a reduzida demanda por contratos interruptíveis – o que Losekann (2010) identifica como uma “integração truncada” dessas indústrias.

Entretanto, como veremos ao fim do presente capítulo, o setor elétrico brasileiro encontra-se em um ponto de inflexão delicado face à perda de regularização dos reservatórios e ao aumento da intermitência na matriz. Os riscos ao suprimento enfrentados nos últimos anos evidenciam uma mudança no paradigma operativo do sistema, apontando para uma demanda cada vez maior de despacho térmico na base da geração, o que poderá contribuir para equacionar a integração truncada entre as indústrias de gás e eletricidade no Brasil.

Podemos concluir, portanto, que as singularidades do sistema elétrico brasileiro não derivam apenas de sua predominância hídrica, mas de uma série de particularidades: a extensão de seus rios de planalto, com a conseqüente convivência de várias hidrelétricas em cascata; a grande variabilidade das afluências, decorrente do clima tropical; a expressiva capacidade de armazenagem dos reservatórios, que reduz significativamente o risco de déficit decorrente da variação hidrológica, direcionando o despacho hídrico para a base da geração; a vasta extensão das linhas de transmissão, que possibilita o importante intercâmbio hídrico-elétrico entre todas as regiões; e a disponibilidade térmica, que eleva a segurança do sistema e potencializa as vantagens da reserva hídrica. Aduz-se ainda a este extenso rol de particularidades, a vantagem brasileira de apresentar um regime eólico complementar ao hídrico, uma vez que há maior incidência de vento nos períodos secos, mitigando os custos da intermitência eólica e potencializando os ganhos sinérgicos com a operação integrada do SIN.

A conjunção dos reservatórios hídricos, das linhas de transmissão e da disponibilidade térmica pode resultar, segundo D'Araujo (2009), em ganhos sinérgicos da ordem de 25% da carga. Para tanto, a operação do sistema deve coordenar a atuação dos diversos agentes, internalizando as externalidades positivas presentes. Veremos a seguir de que modo a reforma liberalizante da década de 1990 menosprezou esses fatores, acreditando na emergência de um mercado atacadista competitivo capaz de sinalizar, via preços, a expansão mais eficiente.

III. 2 – A Reforma Liberalizante dos Anos 1990

O desenvolvimento da indústria de suprimento elétrico no Brasil acompanhou, desde os seus primórdios, a evolução da indústria mundial. O ciclo virtuoso de expansão com ganhos reais para os consumidores também se esgotou no Brasil no final da década de 1970, quando a indústria passa a enfrentar severas e crescentes restrições de financiamento.

A reforma liberalizante do setor elétrico brasileiro, empreendida na década de 1990, se insere no contexto da evolução da organização industrial apresentada no primeiro capítulo. Frente à elevação tarifária e às dificuldades de viabilização de novos investimentos, o monopólio verticalmente integrado e regulado pelo custo do serviço é identificado como fonte causadora de ineficiência. Com o auxílio da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, as diretrizes da reforma brasileira foram formuladas em consonância com o paradigma inglês.

A reforma, que deve ser compreendida à luz da redefinição do papel do Estado na economia, tinha como objetivos centrais: aumentar o nível de investimento; introduzir um ambiente competitivo capaz de promover a eficiência alocativa no setor; reduzir as tarifas; e

melhorar a gestão das empresas e a qualidade do serviço. Ademais, do ponto de vista macroeconômico, a venda dos ativos estatais no setor, entendida como vital para induzir a competição, ainda contribuiria para equacionar o déficit fiscal.

Losekann (2003) observa que a reforma ocorreu de modo disperso. Embora tenha iniciado na primeira metade da década de 1990, as principais instituições foram criadas na segunda metade, enquanto vários elementos permaneceram indefinidos até a crise do racionamento, em 2001, que suspendeu a reforma em andamento. D’Araujo (2009) ressalta que a transição do aparato legal para o modelo “mercantil” foi gestada com antecedência.

A Constituição de 1988 possibilitou que a União delegasse a atores privados, via concessões, permissões e autorizações, a prestação de serviços de eletricidade. O texto constitucional também eliminou o Imposto Único de Energia Elétrica e as restrições ao capital estrangeiro. Em seguida, a Lei nº 8.631 de 1993 extinguiu a equalização tarifária – as tarifas passam a ser estabelecidas entre o concessionário e o Poder Concedente – e promoveu um acerto de contas entre as empresas e o governo, a custas do Tesouro Nacional, zerando o saldo devedor de cerca de US\$ 30 bilhões da Conta de Resultado a Compensar, que contabilizava os aumentos tarifários não repassados aos consumidores.

Em 1995, a Lei nº 8.987 (das Concessões) extinguiu o regime tarifário pelo custo do serviço, possibilitou a entrada de capital privado e implantou a sistemática de licitações competitivas. A tarifa passa, a partir de então, a ser “fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas”. Ainda neste ano, a Lei nº 9.074 instituiu as figuras do consumidor livre⁴⁰ e do produtor independente⁴¹ e assegurou o livre acesso à rede, abrindo espaço para a criação de um ambiente competitivo.

A reforma pretendia promover a reestruturação vertical e horizontal da indústria, introduzindo a competição na geração e no consumo através da instituição de um mercado atacadista voltado para a comercialização dos fluxos elétricos. Empresas que operavam em mais de um elo da cadeia produtiva foram induzidas a se separarem por atividade. Já a desconcentração horizontal seria forçada pelas privatizações dos ativos estatais, então possibilitadas pelas mudanças no aparato legal, culminadas com a Lei nº 9.648 de 1998, que autoriza o executivo a promover uma reestruturação no grupo Eletrobrás.

⁴⁰ Consumidor que pode escolher seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) por meio de livre negociação direta. Inicialmente foi restrito aos que possuíam capacidade instalada superior a 10 MW, mas em 2000 esse limite foi reduzido para 3 MW. A Lei também instituiu o consumidor especial: com demanda entre 0,5 e 3 MW, pode contratar energia com qualquer fornecedor, desde que seja oriunda de fontes incentivadas especiais – eólica, PCH, biomassa ou solar.

⁴¹ Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir e comercializar, por sua conta e risco.

A intenção da reforma era privatizar, primeiro, todas as distribuidoras, pois tinham receita certa, e depois os ativos de geração, com exceção de Itaipu e Angra. Já os ativos de transmissão existentes permaneceriam do Estado, porém as novas linhas seriam construídas pelo capital privado. O setor elétrico foi o segmento que mais contribuiu para o Programa Nacional de Desestatização: foram privatizadas 23 empresas (19 distribuidoras e 4 geradoras), totalizando uma receita de US\$ 22 bilhões (LOSEKANN, 2003).

Em meio às privatizações em curso, instituíram-se os novos atores. Em 1997 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Independente e autônoma, com receita própria, a ANEEL ficou responsável pela fiscalização, mediação e regulação do setor e por promover as licitações para a exploração do serviço público de energia elétrica. Também em 1997 foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, embora a sua primeira reunião só tenha ocorrido em 2000.

Em 1998 foi criado o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, responsável pelo planejamento indicativo para a geração, mas determinativo para a transmissão. Embora esta seja uma atividade intrinsecamente monopolista, a vasta extensão territorial do Brasil permite a convivência de inúmeras empresas atuantes e, conseqüentemente, a competição pelo mercado. Neste sentido, a reforma instituiu leilões para incitar a competição pelas novas linhas, selecionando os ofertantes pela menor tarifa anual requerida para cobrir a construção e manutenção dos ativos.⁴² Já a tarifa das distribuidoras passaria a ser regulada pelo regime *price cap*, introduzindo um parâmetro de eficiência redutor dos reajustes anuais.

Ainda em 1998, foi criado o Operador Nacional do Sistema – ONS. Além das atividades usuais de um operador único – gerir os ativos de transmissão e garantir a confiabilidade do suprimento e o livre acesso à rede –, o ONS ficou responsável pelo despacho centralizado ótimo do parque gerador hidrotérmico. Aqui as singularidades discutidas no início do capítulo impuseram adaptações ao transplante do modelo inglês.

Para maximizar as sinergias latentes no sistema, como vimos, a operação dever ser centralizada e coordenada. Com este intuito, o ONS atua como um monopolista, despachando as centrais geradoras sob uma lógica operativa que desconhece e ignora as relações contratuais subjacentes. A otimização da operação consiste em administrar as afluições esperadas e o nível dos reservatórios de modo a minimizar o consumo de combustíveis das térmicas. Para definir o despacho hidrotérmico ótimo, modelos computacionais simulam

⁴² Veremos, na próxima seção, que a exitosa experiência dos leilões de transmissão inspirou a reforma dos anos 2000 a estender a competição pelo mercado também para a expansão da geração.

cenários hidrológicos futuros, determinando o custo marginal de operação (CMO) de cada subsistema, sob a restrição de atendimento pleno da carga em ao menos 95% das aflúncias consideradas. Desta forma, o ONS define o despacho ótimo seguindo uma ordem de mérito, acionando as usinas com custos variáveis de operação inferiores ao CMO presente.

Em conjunto com a criação do ONS e da ANEEL, foi instituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, com função de intermediar e registrar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada subsistema interligado. O MAE foi fundado para ser o *locus* de negociação de energia no atacado, onde geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres firmariam contratos de curto (mercado *spot*) e longo prazo (contratos bilaterais).

O preço de curto prazo (*spot*) do MAE era utilizado para ajustar as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente consumida – um mercado de “sobras” de energia. No entanto, esse “preço” *spot* não refletia a oferta e a demanda por energia no curto prazo, pois era determinado pelo CMO calculado pelo ONS. Para evitar exposição excessiva às flutuações (hidrológicas) conjunturais de curto prazo, limitou-se em 15% a descontração dos agentes. Porém, De Oliveira (2007, p. 230) observa que “não foram criados mecanismos que penalizem os agentes desse mercado por comportamentos oportunistas nos desvios contratuais”. Já D’Araujo (2009, p. 134) pondera que o percentual de descontração permitido “mostrou-se extremamente alto para um sistema de base hidroelétrica, tendo sido uma das razões estruturais que favoreceram o racionamento de 2001”.

A reforma previa que a expansão da demanda, a partir de 1999, já fosse atendida sob a liberdade contratual do MAE. Neste ano, todos os contratos vigentes entre geradores e distribuidores foram substituídos pelos Contratos Iniciais. A partir de 2003, esses contratos, praticamente todos concentrados em empresas federais e estaduais, passariam a ser gradualmente descontraçados a cada ano até 2006, quando todo o mercado seria coberto por livre negociação no MAE. Os Contratos Iniciais tinham por objetivo permitir uma transição gradual para o novo modelo, já que o preço tenderia a se elevar no primeiro momento da liberalização. Com a tarifa pelo custo do serviço, o preço médio era relativamente baixo, já que as hidrelétricas se caracterizam por elevado custo fixo e baixo custo de operação. Com a liberalização, o preço tenderia a se aproximar do custo marginal do sistema, ditado, portanto, pelo despacho térmico mais caro (LOSEKANN, 2003).

Há que se frisar que a comercialização de energia neste contexto está completamente desvinculada da geração efetiva, isto é, da “entrega” propriamente dita, já que é o ONS quem decide o quanto e quando as usinas irão gerar. Para contornar essa incompatibilidade entre as

esferas contratuais e físicas, as centrais hidrelétricas passaram a receber certificados de *energia assegurada*, estabelecendo a quantidade de energia apta a ser comercializada.

Kelman et al. (2002) observam que, inicialmente, utilizava-se o conceito de suprimento *firme* para definir a energia hidráulica contratável de uma ou de um conjunto de usinas. A energia firme é calculada com base na pior afluência já registrada no histórico, indicando uma potencial capacidade máxima de produção constante. Como afluências futuras mais secas são tão factíveis quanto a repetição da pior ENA já registrada, passou-se a adotar um conceito probabilístico: a *energia assegurada*, definida como a produção máxima que pode ser mantida em uma determinada fração de afluências hidrológicas simuladas.

Antes da reforma, utilizava-se o conceito de energia firme. Entretanto, como as tarifas eram determinadas pelo custo do serviço, a energia firme tinha pouca consequência do ponto de vista comercial, embora fosse determinante para a expansão e operação do sistema. A reforma passou a utilizar o conceito de energia assegurada, concedendo certificados com quantidades de energia a serem comercializadas pelas usinas hidrelétricas.

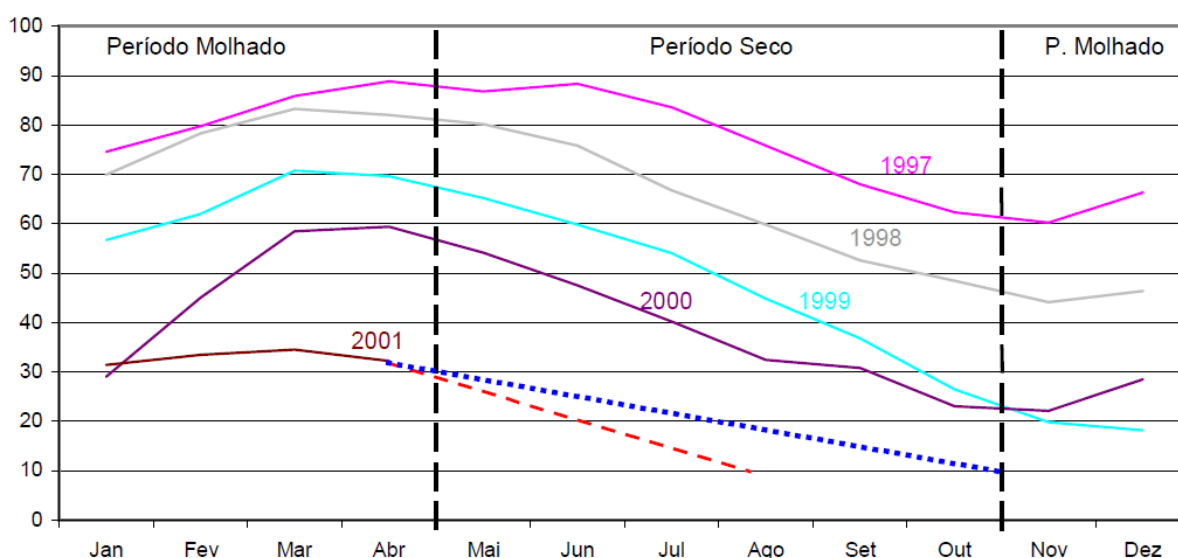
As reservas hídricas e térmicas, antes da reforma, eram administradas conjuntamente pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI, da Eletrobrás, de modo a repartir custos, riscos e benefícios entre o parque gerador e os consumidores. O risco hidrológico era, portanto, compartilhado por todos. Com os certificados de energia assegurada, o risco hidrológico foi alocado unicamente para as hidrelétricas, que não mais dispunham da gestão de seus reservatórios e de suas gerações efetivas, atribuições repassadas ao ONS.

Para mitigar o elevado risco hidrológico, isto é, potenciais diferenças entre a energia assegurada (contratada) e a efetivamente gerada pelo *pool* hidrelétrico despachado pelo ONS, foi instituído no bojo da reforma um Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. A partir desse mecanismo, excessos de energia produzida, após compensar os participantes deficitários, seriam liquidados ao preço *spot*, repartindo a receita entre as usinas do MRE. Já o ONS ficou responsável por garantir que a energia total despachada fosse no mínimo igual ao somatório da energia assegurada das usinas do MRE.

Já as termelétricas poderiam comercializar a energia correspondente a sua máxima disponibilidade, subdividida em parcelas inflexível e flexível. A inflexibilidade operativa (*must run*) resulta em despacho constante, independente das condições hidrológicas, mas a receita da térmica é pré-determinada e não oscila com os CMO. Já a flexibilidade resulta em despacho por mérito, complementando a reserva hídrica. As térmicas deveriam submeter lances de custo e disponibilidade referentes à parcela flexível no mercado de curto prazo, sendo despachadas quando o lance fosse inferior ao CMO.

Entretanto, como constatou o Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, conhecido por relatório Kelman (2001, p. 9), “as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração”. Isto significa que as distribuidoras tinham contratado mais energia do que o sistema poderia efetivamente gerar. Não apenas o risco de déficit era superior aos 5% aceitáveis pelo modelo, como a energia contratada era suficiente para cobrir o aumento esperado da demanda para os três primeiros anos de vigência dos contratos. Conseqüentemente, as distribuidoras não tiveram incentivos para promover a expansão do parque gerador. Este desincentivo elevou ainda mais o risco de déficit, pois no início da reforma já havia descompasso entre oferta e demanda – na primeira metade da década de 1990, a taxa de crescimento do consumo (4% a.a.) foi o dobro da taxa de crescimento da capacidade instalada (LOSEKANN, 2003). O relatório Kelman (2001) observa que os atrasos em linhas de transmissão e a não construção de plantas de geração previstas, entre 1998 e 2001, deixaram de acrescentar ao sistema cerca de 22 mil GWh, equivalente a 15% da então capacidade de armazenamento conjunta das regiões SE/CO e NE. O resultado desse descompasso entre oferta e demanda se traduziu em um deplecionamento cada vez maior dos reservatórios hídricos, como nos mostra a Figura III. 4, culminando no racionamento de energia em 2001.

FIGURA III. 4 – Depleção dos Reservatórios SE/CO (%) e o Racionamento de 2001



Fonte: Losekann (2003).

Em abril de 2001 o governo decretou o racionamento para que o sistema não entrasse em colapso (linha tracejada vermelha), esperando terminar o período seco do ano com o nível

dos reservatórios do SE/CO, que representam cerca de 70% da capacidade total, em 20% (linha pontilhada azul). Entretanto, a forte retração do consumo possibilitou encerrar o ano com o nível desses reservatórios acima de 30%, o que indica que os consumidores estão dispostos a alterar seus hábitos de consumo diante de sinais adequados, possibilitando refletir no preço o custo de oportunidade do suprimento elétrico.

A reforma liberalizante esperava aumentar o nível dos investimentos e induzir alocações eficientes dos recursos, resultando em queda nas tarifas. Entretanto, não conseguiu atingir nenhum de seus objetivos e ainda levou o sistema a um colapso com o suprimento não garantido. Privilegiou-se a privatização antes de se estruturar e consolidar um aparato regulatório-institucional robusto. Mais ainda, a reforma negligenciou as singularidades do sistema brasileiro, supondo que o modelo inglês seria facilmente transplantável.

A partir da década de 1990, a expansão das matrizes elétricas foi substancialmente calcada em térmicas a gás natural em ciclo combinado – menos poluentes e mais eficientes do que as movidas a carvão ou a combustíveis líquidos; e ainda mais vantajosas do que as nucleares por se adequarem à escala desejada. Ademais, a redução da escala mínima eficiente das térmicas a gás permitia uma maior participação de geradores disputando o mercado, favorecendo a concorrência. A reforma inglesa tinha, portanto, uma motivação tecnológica, subjacente às econômicas, de substituir o seu parque térmico a carvão pelo gás natural.

Entretanto, a predominância hídrica do parque brasileiro e a imaturidade de sua indústria de gás natural dificultavam uma reforma calcada em expansão térmica. Os técnicos do setor insistiam na flexibilidade das térmicas para maximização das sinergias, enquanto que a viabilização da indústria de gás brasileira, cuja oferta se expandia com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, demandava cláusulas de *take or pay*. Diante desse impasse, o deplecionamento acentuado dos reservatórios alertava para a necessidade premente de expansão do parque térmico.

O governo lançou inicialmente um programa emergencial para impulsionar a construção de novas térmicas, mas fracassou frente à desvalorização cambial de 1999. Losekann (2003) observa que a variação cambial é determinante dentre todos os inúmeros riscos enfrentados pelos investidores na construção das térmicas a gás, já que os contratos de combustível e os investimentos necessários são todos cotados em dólar. O governo ampliou os seus esforços para viabilizar a instalação das térmicas, apostando em um Plano Prioritário de Termoeletricidade (PPT). Embora tenha viabilizado a construção de algumas térmicas, que apenas entraram em operação após o racionamento, o programa não atendeu às expectativas iniciais. Mesmo fixando o preço do gás (US\$ 2,26/MMBtu), garantindo a compra de energia

pela Eletrobrás e financiamento pelo BNDES, o PPT não conseguiu eliminar o risco cambial. Ainda assim, a Petrobras teve que participar dos projetos e assumir todos os riscos, o que implicou em perdas significativas para a empresa.

O Brasil não apresentava três importantes fatores para introduzir competição em seu sistema elétrico: excesso de capacidade instalada; demanda estável com baixo crescimento e gás abundante e barato. Com a necessidade de expansão da oferta frente ao crescimento da demanda e as dificuldades de viabilizar a instalação de térmicas, o racionamento em 2001 tornou-se incontornável, interrompendo a reforma liberalizante em curso. De Oliveira (2007, p. 239) aponta que o maior ensinamento do racionamento foi “mostrar que a participação de centrais térmicas no parque gerador é essencial para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico brasileiro”, observando que “no horizonte visível, o gás natural se apresenta como a melhor alternativa de combustível disponível para o país desenvolver o seu parque térmico”.

Veremos na próxima seção como a reestruturação empreendida em resposta ao racionamento contornou as dificuldades de expansão do parque gerador, recuperando o planejamento do setor, através da realização sistemática de leilões de energia. Em seguida, discutiremos como a expansão da matriz por si só não foi suficiente para espantar o risco de racionamento, evidenciando que a necessidade de viabilizar térmicas, preferencialmente a gás natural, ainda se configura como o principal desafio do setor elétrico brasileiro.

III. 3 – A Reestruturação do Setor dos Anos 2000

A reestruturação do setor elétrico, empreendida no primeiro Governo Lula em resposta ao racionamento de 2001, teve como principal fio condutor a recuperação da coordenação centralizada da expansão do parque gerador. A Lei nº 10.848 e o Decreto nº 5.163, ambos de 2004, disciplinaram as principais alterações no arcabouço regulatório-institucional estabelecido pela reforma anterior, preservando grande parte da estrutura consolidada.

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 que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi mantida para regular todo o setor. O Operador Nacional do Sistema (ONS) foi preservado para realizar a complexa operação otimizada do SIN, centralizando os despachos. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi instituído para acompanhar e avaliar a segurança do suprimento energético, enquanto o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi mantido, tornando-se efetivamente atuante. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada

para ocupar o espaço do extinto MAE, ficando responsável por medir os fluxos gerados e consumidos e por mediar as relações contratuais entre os agentes. A Figura III. 5 apresenta o quadro institucional atual do setor elétrico brasileiro.

FIGURA III. 5 – Quadro Institucional Atual do Setor Elétrico



Fonte: Elaboração própria.

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 podem negociar preços e prazos livremente em seus contratos bilaterais de energia com geradores ou comercializadores. Já no ACR, as distribuidoras celebram contratos bilaterais de longo prazo com os geradores, após licitação conjunta de suas demandas futuras, para atender os seus mercados cativos.

No entanto, as distribuidoras ficaram obrigadas a estarem 100% contratadas para atender as suas previsões de demanda futura de seus mercados, em um horizonte de cinco anos, podendo repassar para as tarifas até 3% da energia contratada não consumida. Da mesma forma, os consumidores livres também devem ter contratos suficientes para fazer frente à sua carga. Na reforma anterior, como vimos, era permitida descontração de 15% para as distribuidoras e 5% para os consumidores livres.

As diferenças entre o montante contratado e o efetivamente consumido ou gerado são liquidadas no mercado de curto prazo, na CCEE, pelo preço de liquidação de diferenças – PLD. Este “preço” é, em verdade, o CMO utilizado na operação limitado a valores de mínimo e máximo, anualmente determinados pela ANEEL, de forma a mitigar o risco em exposições excessivas. Portanto, o PLD é equivalente ao preço *spot* do antigo mercado de curto prazo do MAE. Neste sentido, preservou-se a utilização do paradigma operativo nas relações

contratuais entre os agentes, ao invés de fundamentar as transações em um preço forjado pela oferta e demanda por energia. Como existem restrições físicas de intercâmbio de eletricidade entre as regiões geoeletricas do SIN, é determinado um PLD para cada submercado, correspondente ao CMO de cada região. O PLD é determinado com base semanal *ex ante*, de sábado a sexta, para três patamares distintos de carga – leve, média e pesada.

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. As distribuidoras declaram as suas demandas projetadas para cinco anos futuros ao governo, que por sua vez as reúne em um *pool* comprador e realiza leilões de energia para atender a expansão necessária.

A reestruturação estendeu a noção de energia assegurada para todas as outras tecnologias aptas a participarem dos leilões (térmicas, eólica e solar), que passam a receber certificados com quantidades de energia contratável, denominados de *garantia física*. O MRE foi mantido para que as hidrelétricas não fiquem expostas ao risco hidrológico. Mas a gestão do risco é centralizada e gerida pelo ONS, na determinação do despacho ótimo, e pelo governo, na definição das garantias físicas das usinas. A energia assegurada é calculada pela EPE 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.⁴³ No entanto, além do critério probabilístico de risco de déficit inferior a 5%, acrescentou-se mais uma restrição de segurança na determinação das energias asseguradas: a equalização entre o custo marginal de expansão (CME) e o CMO, para dimensionar o parque de modo a evitar que a demanda seja atendida a um custo superior à expansão do sistema.

Devemos notar, no entanto, que a energia gerada por termelétricas é, por definição, *garantida*, uma vez que são plantas despacháveis, quando há disponibilidade de combustível. Portanto, não há sentido em estender a noção de energia assegurada às térmicas. Ainda mais se considerarmos que foi introduzida a exigência de comprovação de suprimento de combustível – por contrato ou por reservas próprias – compatível com o despacho da plena capacidade por todo o período contratual, com intuito de garantir que as térmicas estejam de fato permanentemente disponíveis, podendo ser acionadas em condições hidrológicas adversas. De Oliveira (2007, p. 240) observa, entretanto, que a extensão do conceito de energia assegurada deve-se à “inviabilidade do repasse da gestão do risco hidrológico para as térmicas, (...) ainda que não exista aleatoriedade no suprimento dessas centrais”.

⁴³ O cálculo das garantias físicas será abordado em maior detalhe no Capítulo IV.

Deste modo, em virtude da flexibilidade operativa desejável pelo modelo, a máxima quantidade de energia contratável das térmicas é inferior à sua efetiva capacidade. Para que a sua garantia física seja equivalente à máxima disponibilidade, a térmica deveria operar na base – mas apenas se admite plantas com nível de inflexibilidade inferior a 50%. Como são obrigadas a comprovarem lastro compatível com o despacho pleno permanente, essa formulação acaba por aumentar os custos fixos das térmicas que não dispõem de contatos interruptíveis para os seus combustíveis, tipicamente as de gás natural. De Oliveira (2007) ainda atenta que, contraditoriamente, a obrigação de lastro de combustível para as térmicas não elimina o risco de racionamento, uma vez que a energia assegurada do sistema é calculada sob a probabilidade de não suprimento pleno da carga em 5% dos cenários hidrológicos simulados.

O planejamento, realizado pela EPE, permaneceu determinativo para a expansão das linhas de transmissão e indicativo para a geração. Porém, a realização periódica de leilões para atender a demanda futura das distribuidoras garantiu a expansão da oferta. Os leilões são organizados com horizontes de início de suprimento distintos, para que as distribuidoras possam equacionar progressivamente os seus portfólios contratuais às necessidades de seus mercados e para que os novos empreendimentos possam ser instalados.

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. O MME também atribui aos empreendimentos habilitados a participarem dos certames as suas garantias físicas, calculadas pela EPE, que se traduzem em quantidade de energia contratável. A portaria do MME define, em cada leilão, percentuais mínimos a serem destinados ao ACR nos leilões, podendo o restante ser posteriormente comercializado no ACL. 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).

FIGURA III. 6 – Tipos de Leilões Implementados desde a Reestruturação

Leilão de Energia Nova – LEN A-5 e A-3

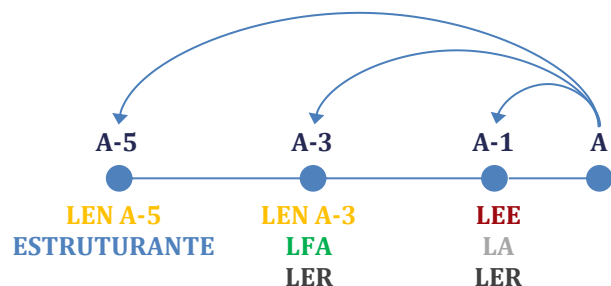
Leilão de Fontes Alternativas – LFA

Leilão Estruturante

Leilão de Energia Existente – LEE

Leilão de Energia de Reserva – LER

Leilão de Ajuste – LA



Fonte: Elaboração própria.

A Figura III. 6 apresenta esquematicamente os tipos de leilões implementados. Há leilões de energia “nova”, proveniente de capacidade a instalar, e leilões de energia “velha”, de plantas já instaladas e descontratadas. A energia da capacidade a ser instalada é comercializada com antecedência de três ou cinco anos, em Leilões de Energia Nova (A-3 ou A-5) ou em leilões dedicados a construção de grandes hidrelétricas, ditos Estruturantes (A-5). A energia “velha” é comercializada em Leilões de Energia Existente (LEE) ou em Leilões de Ajuste (LA), realizados com um ano de antecedência ao início de suprimento. Nestes leilões, as distribuidoras podem ajustar as suas expectativas para a demanda, já que a energia contratada com maior antecedência pode ter se revelado insuficiente.

Nos Leilões de Fontes Alternativas – LFA, realizado com um a cinco anos de antecedência, podem participar empreendimentos existentes ou novos, desde que sejam térmicas a biomassa, eólicas ou PCH. Já os Leilões de Energia de Reserva – LER são voltados para elevar a segurança de suprimento do sistema, a margem de reserva, o que sinaliza que permanece no modelo atribuições de energia asseguradas superdimensionadas. Nestes leilões, é a CCEE quem contrata a energia, repartindo os custos com todos os consumidores através do encargo de energia de reserva.⁴⁴

A contratação de energia pelo *pool* garante, por um lado, que o custo da expansão seja igualmente repartido por todas as distribuidoras. Por outro, os contratos de longo prazo firmados nos leilões com as distribuidoras garantem aos empreendedores recebíveis oponíveis como garantia na obtenção de financiamento de longo prazo, em geral pelo BNDES.

Há basicamente duas modalidades de contratação, que se traduzem em dois produtos distintos para os ofertantes de energia que disputam a demanda do *pool* comprador, para eles desconhecida: o *produto quantidade* e o *produto disponibilidade*.

O *produto quantidade* é voltado, em geral, para as hidrelétricas, que celebram contratos bilaterais com as distribuidoras firmando entrega de determinado montante físico de MWh, por prazo geralmente de trinta anos, 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, porém o repartem no MRE.

Já o *produto disponibilidade* é disputado pelas demais fontes – usinas termelétricas movidas a gás natural, carvão, biomassa, óleo combustível, diesel, etc., eólicas e solares –, que celebram contratos bilaterais com as distribuidoras, firmando *disponibilidade* de energia,

⁴⁴ A título de energia de reserva, a CCEE contratou diretamente com a Eletronuclear, em 2010, 1.184 MWmed provenientes de Angra III, com prazo de suprimento de 35 anos, a começar em 1º de janeiro de 2016, ao custo de R\$ 148,65/MWh (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

por prazos geralmente inferiores a trinta anos. O gerador recebe uma receita anual fixa (RF) para remunerar o 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. Desta forma, ao contratar a disponibilidade das plantas, as distribuidoras arcam anualmente com a receita fixa e incorrem com os gastos da operação variável quando o ONS despacha as usinas, repassando aos consumidores esses gastos “extraordinários”. O modelo foi estruturado com a expectativa de que estes gastos seriam esporádicos e diminutos. Porém, nos anos recentes, como veremos adiante, com o despacho contínuo do parque termelétrico, as distribuidoras não puderam repassar de imediato os gastos incorridos com a operação variável das plantas contratadas.

Para realizar a comparação e consequente ordenação econômica dos empreendimentos de geração que disputam o produto disponibilidade – termelétricas, eólica e solar –, foi elaborado um Índice Custo Benefício (ICB). Veremos no Capítulo IV de que forma a escolha tecnológica é realizada pelo ICB.

Cabe-se destacar que nos LER, à exceção do primeiro realizado em 2008, as fontes habilitadas – térmicas a biomassa, eólica e PCH – celebraram contratos de quantidade com a CCEE, prevendo remuneração fixa sujeita a ajustes pelas diferenças entre o montante contratado e o efetivamente gerado e a penalidades por indisponibilidades não programadas.

A sistemática dos LEN consiste em duas fases, cada uma composta por duas etapas.⁴⁵ Na primeira fase, subdividida em etapa inicial e contínua, são licitadas as concessões para a construção e operação de hidrelétricas com potência superior a 50 MW. Estes aproveitamentos hídricos são ofertados pelo governo em LEN A-5 ou estruturantes.

Na etapa inicial, os empreendedores interessados submetem um único lance de preço para o projeto em licitação, que deve ser menor ou igual ao preço-teto de referência estabelecido pelo MME. Se a diferença entre os dois menores lances for superior a 5%, encerra-se a primeira fase para este empreendimento e o ofertante do menor lance obtém o direito de disputar a comercialização de energia do projeto na segunda fase do leilão. Caso contrário, encerra-se a etapa inicial da primeira fase e se inicia a etapa contínua, quando os empreendedores com lances inferiores a 5% do menor preço ofertado disputam o projeto. Os empreendedores podem fazer lances de preço inferiores ao preço corrente por um determinado tempo. A cada novo lance válido, a contagem se reinicia e a fase se encerra por

⁴⁵ Rego (2012) observa que a sistemática escolhida para os LEN corresponde ao leilão híbrido anglo-holandês de relógio descendente. A seguir apenas apresentamos o modo como competem os empreendimentos na disputa por CCEAR nos LEN. Uma análise crítica do desenho dos leilões foge do escopo deste trabalho. Para maiores detalhes conferir Maurer e Barroso (2011), Rego (2012), Timponi (2010) e Instituto Acende Brasil (2012).

decurso de tempo sem que haja novos lances. O empreendedor que ofertou o menor lance obtém o direito de disputar a segunda fase do leilão, disputando com todas as demais fontes a demanda do *pool* comprador. Porém, a concessão para a construção da hidrelétrica só será concedida ao empreendedor vencedor da primeira fase se o projeto licitado comercializar energia na segunda fase.

Após licitar as outorgas dos projetos hidrelétricos, inicia-se a segunda fase, subdividida em etapa uniforme e discriminatória. Nesta fase, todos os empreendedores com projetos habilitados previamente pela EPE disputam juntamente com os empreendedores vencedores da primeira fase a demanda das distribuidoras, reunidas em um *pool* comprador único representado no leilão pela EPE, comercializando lotes de energia de capacidades a instalar. O MME estabelece destinação ao ACR de parcelas mínimas da energia contratável, derivada das garantias físicas atribuídas antes do leilão, além de definir os preços-teto de cada produto (quantidade e disponibilidade). A demanda de referência, resultante do somatório da demanda das distribuidoras por um fator arbitrado pelo MME, é desconhecida para os empreendedores. O objetivo deste fator é permitir que haja excesso de oferta suficiente na primeira etapa para induzir concorrência de preço na segunda. A demanda de referência de cada produto (quantidade ou disponibilidade) depende das respectivas ofertas de energia e também de fatores arbitrários definidos pelo MME.

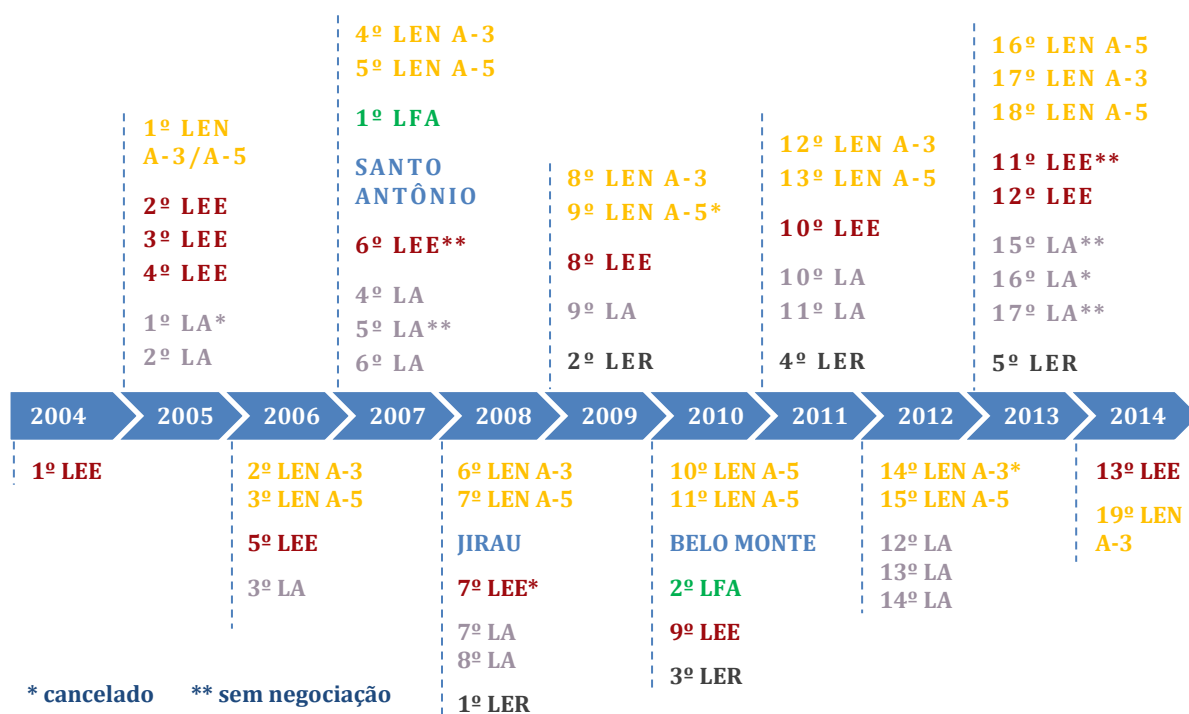
Na primeira rodada da etapa uniforme, o sistema estabelece o preço de referência, igual ou inferior ao preço-teto estabelecido, e os empreendedores submetem um lance da quantidade de energia que estariam dispostos a ofertar. Se a quantidade de lotes é superior a demanda de referência, o preço corrente é reduzido e inicia-se uma segunda rodada. A partir de então, os empreendedores só podem confirmar a quantidade definida na primeira rodada ou desistir da disputa. As rodadas se sucedem com redução do preço de referência até que a diminuição da oferta dos empreendedores alcance a demanda de referência de cada produto, quando se encerra a etapa uniforme. São classificados para a etapa seguinte todos os empreendedores com lances válidos na penúltima rodada da etapa uniforme, para garantir que a oferta seja maior do que a necessidade de contratação na segunda etapa.

A etapa discriminatória se inicia, portanto, com o preço de referência da penúltima rodada da etapa uniforme. Nesta etapa os empreendedores submetem um único lance de preço para as quantidades de energia ofertadas na primeira etapa. Os projetos são classificados em ordem crescente de preço, de modo a selecionar os empreendimentos com menor preço de venda até que a demanda total do *pool* comprador seja atendida. Os vencedores firmam CCEAR com as distribuidoras com o preço de suas propostas na etapa discricionária.

Para o produto quantidade o preço refere-se ao preço de venda da energia. Já para o produto disponibilidade, o preço firmado equivale ao ICB do empreendimento, de forma que os contratos estabelecem a receita fixa implícita requerida. Veremos mais adiante que as reduções no ICB ao longo das rodadas se traduzem, em verdade, em reduções na receita fixa anual requerida pelos empreendedores.

A Figura III. 7 apresenta todos os leilões já realizados desde a reestruturação em 2004. Até o presente, a realização periódica de leilões de energia nova foi exitosa em propiciar a expansão do parque gerador *pari passu* ao crescimento acentuado da demanda. Entretanto, como veremos a frente, esta condição não se configurou suficiente para assegurar a garantia do suprimento em bases tarifárias módicas, objetivos perseguidos pela política energética.

FIGURA III. 7 – Cronologia de Todos os Leilões já Realizados entre 2005-2014



Fonte: Elaboração própria com informações da EPE e da CCEE.

Devemos observar que a reforma liberalizante da década anterior apostava na competição *no mercado*, compreendendo que os preços pactuados livremente pelos agentes sinalizariam a competitividade das fontes e, por consequência, guiariam a escolha tecnológica. Já a reestruturação do setor elétrico implantada após o racionamento de 2001 estabeleceu uma competição entre as tecnologias *pelo mercado* cativo futuro das distribuidoras. Entretanto, no âmbito da competição *pelo mercado*, a escolha tecnológica é

afetada a cada leilão por inúmeros fatores que determinam a competição entre as tecnologias e a competitividade de cada alternativa.

A competição entre as tecnologias é estabelecida de forma discricionária, pois o MME estabelece em cada certame, por meio de portaria específica, quais as fontes podem ser habilitadas. A sistemática dos leilões também pode ser alterada a qualquer momento, embora até o presente o desenho da disputa acima detalhado não tenha sido alterado nos LEN.⁴⁶ Por outro lado, também não é evidente de que forma a demanda do *pool* comprador é repartida entre os produtos quantidade e disponibilidade.

Para comparar tecnologias distintas que disputam o nicho de mercado de contratos por disponibilidade, foram estabelecidos um método comparativo e um critério de seleção que guiam a escolha pela melhor relação custo-benefício (ICB). A competição através do ICB, como veremos no próximo capítulo, molda a competitividade de cada tecnologia.

A competitividade de todas as tecnologias habilitadas também é afetada em cada disputa por parâmetros discricionários. A portaria específica do MME define o preço-teto de cada produto, o limite ao CVU das tecnologias que disputam contratos de disponibilidade, o nível de inflexibilidade permitido e o percentual mínimo a ser comercializado no ACR.

Portanto, dado o elevado grau de discricionariedade, pode-se argumentar que a política energética e o *market design* implementados no atual modelo do setor elétrico direcionam a escolha tecnológica através da adoção de inúmeras regras *ad hoc*. Neste contexto, embora o planejamento da expansão do parque gerador seja declarado indicativo e credita-se o perfil da matriz selecionada ao “mercado”, os recorrentes e imprevisíveis ajustes nos parâmetros e regras dos leilões e a própria metodologia de cálculo do ICB, como veremos no próximo capítulo, 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.

Veremos na próxima seção que o setor elétrico brasileiro encontra-se diante de um ponto de inflexão crítico, face à mudança irreversível do paradigma operativo descrito no início deste capítulo. Sob esta perspectiva, o estabelecimento de regras mais claras e previsíveis e aprimoramentos no método de comparação e seleção das alternativas, como será analisado no próximo capítulo, poderiam contribuir para guiar a escolha tecnológica na expansão do parque gerador por rotas mais eficientes do ponto de vista da modicidade tarifária e da garantia de suprimento.

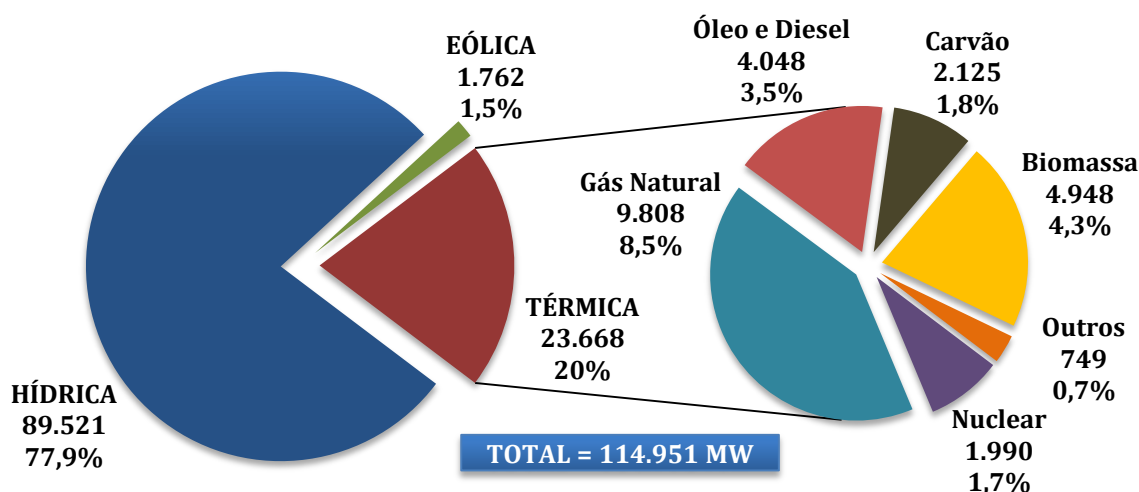
⁴⁶ Para uma descrição do desenho utilizado nos demais leilões, conferir Instituto Acende Brasil (2012).

III. 4 – A Matriz Atual e as suas Rotas de Expansão

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, em torno de 2.545 kWh/ano (EPE/MME, 2013), um crescimento contínuo da demanda é esperado no longo prazo. Para o horizonte entre 2013 e 2022, a EPE (2013) prevê, em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 – PDE 2022, um aumento da carga no SIN de 4,2% ao ano. Para fazer frente a este aumento, o parque gerador deverá se expandir continuamente a taxas elevadas nos próximos anos.

A configuração da capacidade instalada do SIN em dezembro de 2012, responsável por mais de 98% da carga nacional, é apresentada na Figura III. 8. A fonte hídrica representa pouco mais de 77% dos cerca de 115 GW da capacidade instalada total do SIN. A participação termelétrica já alcança cerca de 20% 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 3,5% do total, enquanto as movidas a carvão apenas 1,8% e nuclear 1,7%. A eólica ainda apresenta uma participação diminuta, contribuindo com 1,7 GW. Mas, considerando os projetos já contratados nos últimos leilões, o parque eólico deve alcançar 11 GW até 2016, diversificando a matriz elétrica brasileira (ONS, 2013; EPE, 2013).

FIGURA III. 8 – Capacidade Instalada Total do SIN em Dezembro/2012 (MW)



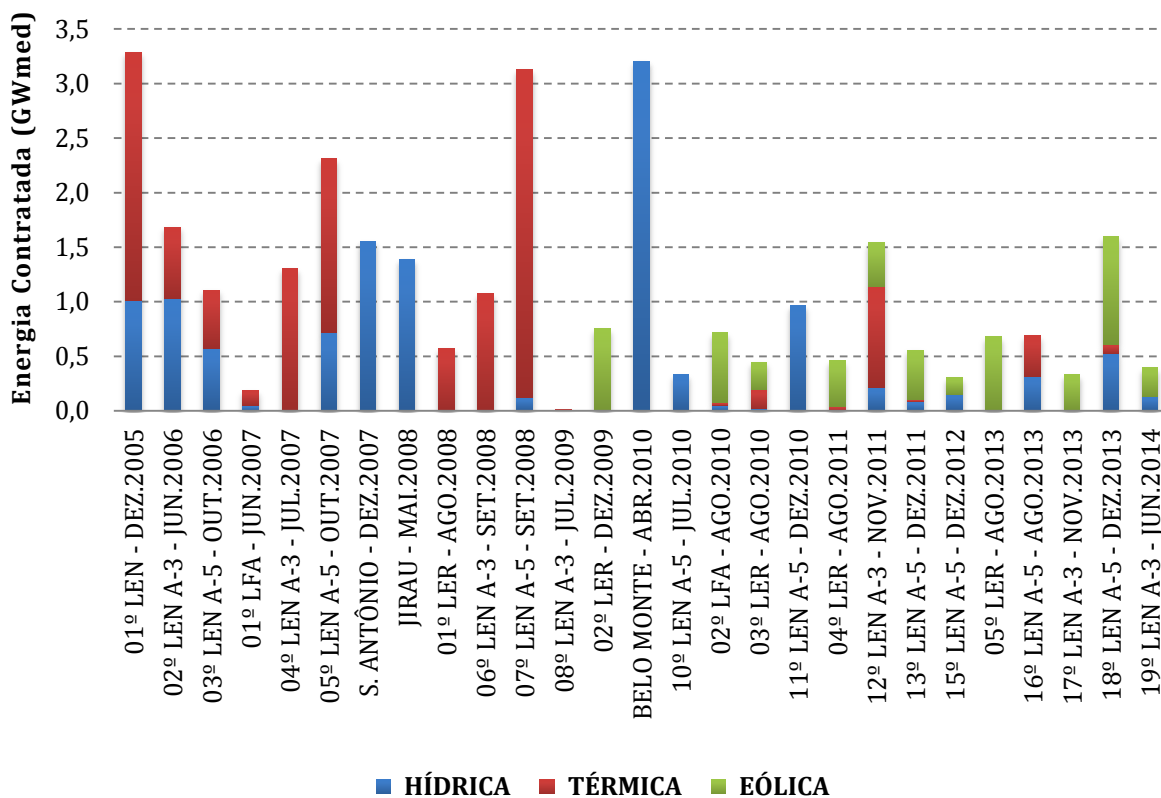
Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2013).

O perfil do parque gerador brasileiro, acima apresentado, foi consideravelmente afetado pelos inúmeros leilões de energia nova realizados desde 2005, ainda que tenha permanecido preponderantemente hídrico. A Figura III. 9 apresenta a energia contratada em todos os LEN,

LFA, Estruturantes (Santo Antônio, Jirau e Belo Monte) e LER já realizados, discriminado por tecnologia hídrica, térmica e eólica. Ao todo, foram contratados cerca de 30 GWmed de energia, dos quais mais de 60% advém de fontes renováveis – hídrica, eólica e biomassa.

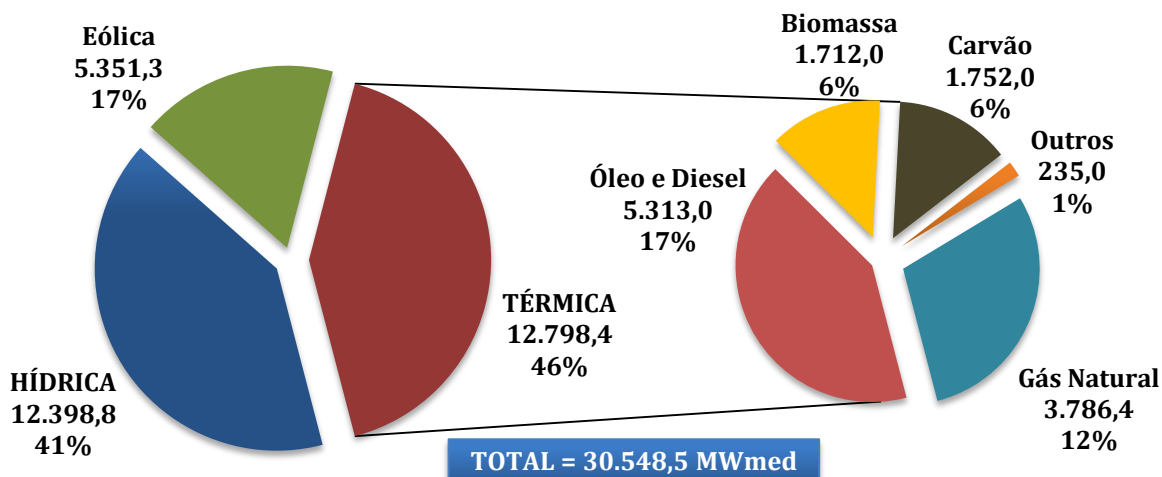
Como podemos observar, até 2010 predominou a contratação de térmicas nos leilões analisados. A partir de então, a eólica tornou-se a tecnologia mais contratada. À exceção dos cinco primeiros LEN, dos LEN A-5 de 2010 e dos leilões estruturantes, a fonte hídrica foi pouco contratada ao longo dos certames. Nos cinco primeiros LEN, hidrelétricas construídas até 2001 e ainda desconstruídas puderam ofertar energia “nova”, as chamadas usinas *botox*, enquanto que os dois LEN A-5 de 2010 e os estruturantes foram restritos à fonte hídrica. Rego (2012) atribui essa falta de competitividade às dificuldades de obtenção da licença ambiental prévia dos projetos, necessária à habilitação, e à estipulação de reduzido preço-teto para o produto quantidade, em geral bem mais baixo do que o limite do produto disponibilidade. Entretanto, a energia contratada nos leilões das usinas Santo Antônio (1,5 GWmed), Jirau (1,3 GWmed) e Belo Monte (3,2 GWmed) garantiram uma participação hídrica quase equivalente à quantidade térmica contratada (12,8 GWmed).

FIGURA III. 9 – Energia Nova Contratada nos Leilões Realizados desde 2005



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

FIGURA III. 10 – Participação das Fontes na Energia Nova Contratada nos Leilões



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

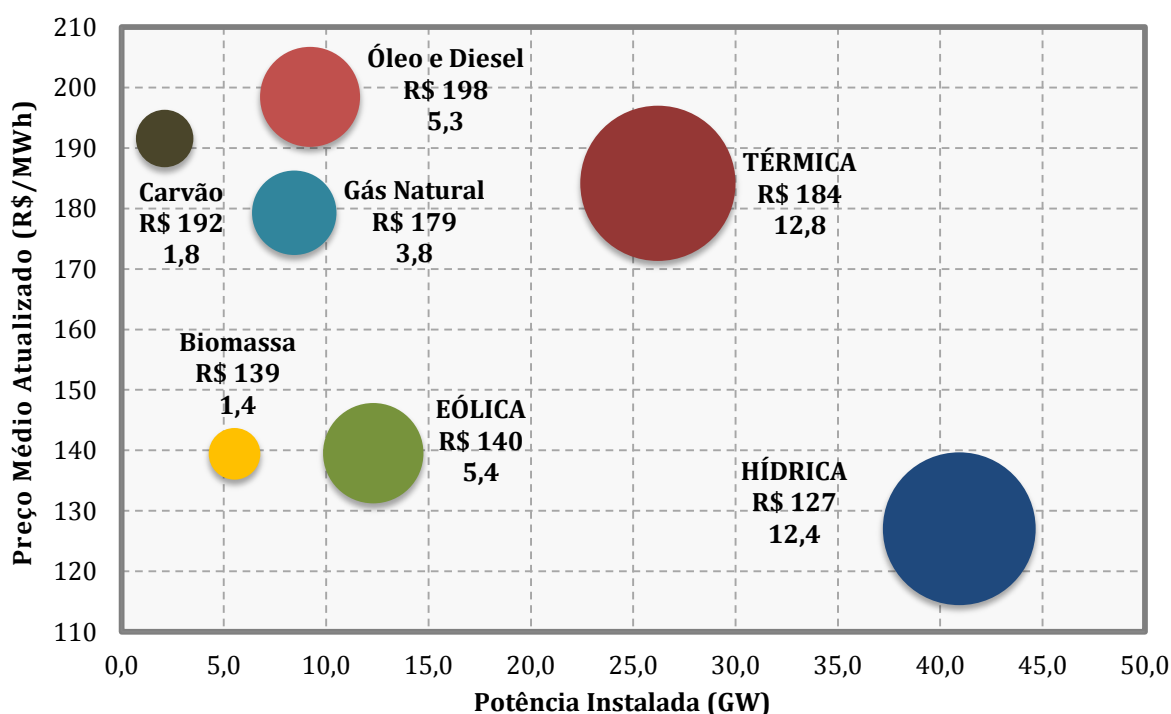
A Figura III. 10 consolida o total de energia contratado em todos os leilões e discrimina as fontes térmicas. Dentre estas fontes, destaca-se a contratação de plantas movidas a óleo e diesel (5,3 GWmed). Veremos no capítulo IV, quando olharmos com mais atenção a matriz selecionada pelo ICB, que essas térmicas são em sua totalidade flexíveis e apresentam baixos custos fixos e elevados custos variáveis. A maior parte das térmicas a gás natural contratada também é flexível, porém apresenta custos de operação menores. Já as térmicas a biomassa são movidas principalmente a bagaço de cana – embora sejam em sua maioria inflexíveis e detenham CVU nulo, apresentam geralmente maior disponibilidade nos períodos mais secos. Nota-se, portanto, que o parque térmico contratado é preponderantemente flexível, complementar ao despacho hídrico predominante.⁴⁷

A Figura III. 11 apresenta o preço médio das tecnologias e das fontes térmicas comercializadas nos leilões discriminados na Figura III. 9, ponderado pela energia contratada e atualizado para julho de 2014 pelo IPCA. O diâmetro dos círculos é proporcional à energia contratada nos leilões, ao passo que a posição relativa ao eixo das abscissas revela a potência instalada de cada tecnologia. A fonte hídrica apresenta o menor preço médio atualizado (R\$ 127/MWh), seguida da eólica (R\$ 140/MWh) e das fontes térmicas (R\$ 184/MWh). Dentre os combustíveis térmicos, a biomassa apresenta o menor preço médio atualizado (R\$ 139/MWh), seguida do gás natural (R\$ 179/MWh), do carvão (R\$ 192/MWh) e do óleo e diesel (R\$ 198/MWh). No entanto, esses preços não expressam o custo de suprimento de

⁴⁷ Analisaremos em maior detalhe, no Capítulo IV, a matriz selecionada pelo ICB nos LEN. O Capítulo V também analisará os últimos leilões ocorridos em 2013 e 2014. Para uma retrospectiva mais aprofundada de todos os leilões já realizados, conferir Rego (2012) e Instituto Acende Brasil (2012).

energia dessas fontes, portanto sua competitividade, pois se deve levar em conta ainda os custos de ampliação da rede básica necessária para transmitir os blocos de energia, especialmente significativos para as grandes hidrelétricas na Amazônia. O custo da expansão da transmissão para escoar a energia do rio madeira (Santo Antônio e Jirau) até os centros de carga, por exemplo, será de R\$ 742 milhões por ano, ao longo dos 30 anos de concessão.

FIGURA III. 11 – Preço Médio Atualizado das Tecnologias e das Fontes Térmicas nos Leilões Realizados, Ponderado pela Energia Contratada



OBS.1: O valor abaixo do preço refere-se à energia contratada (GWmed).

OBS.2: Preços atualizados para julho de 2014 pelo IPCA.

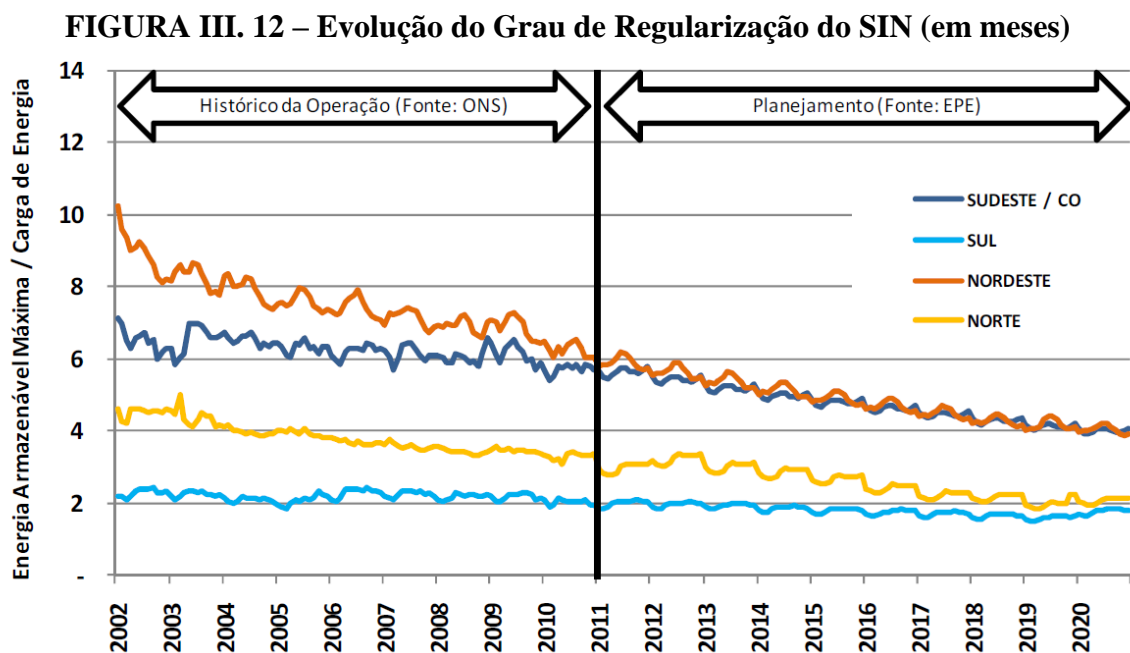
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

Podemos concluir, portanto, que a expansão foi orientada sob o paradigma operativo discutido no início do capítulo, privilegiando-se a contratação de hidrelétricas, térmicas flexíveis e de fontes complementares ao despacho hídrico com o intuito de administrar os reservatórios de modo a minimizar vertimentos e gastos com combustíveis das térmicas.

Entretanto, a expansão hídrica no período não elevou a capacidade de armazenamento dos reservatórios. Conseqüentemente, com o aumento contínuo da demanda, assistimos a uma perda gradativa da capacidade de regularização dos reservatórios. O grau de regularização do SIN (GR) é definido como a quantidade de meses de estoque de energia, calculado como a razão entre a energia armazenada máxima nos reservatórios e a carga a ser atendida, abatida

da geração de térmicas inflexíveis, eólica e biomassa.⁴⁸ O aumento da geração inflexível reduz a energia a ser atendida pelas demais usinas, poupando água dos reservatórios. Portanto, o GR aumenta com a expansão dos reservatórios, com a elevação da geração inflexível ou com a redução da carga. Em 2002, o GR era equivalente a 6,5 meses de estoque, mas em 2013 já havia se reduzido para 5,4 meses (ONS, 2013).

A Figura III. 12 apresenta a perda do GR de cada submercado entre 2002 e 2011, com dados do ONS, e projeta uma tendência de queda para o decênio entre 2011 e 2021, segundo planejamento da EPE (2011). O ONS (2013, p. 32) prevê uma redução do GR do SIN para 4,7 meses já em 2017 e corrobora a projeção de queda prevista pela EPE, “na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de novas usinas com reservatório de regularização e/ou por montantes equivalentes proporcionados por outras fontes complementares inflexíveis”.



Fonte: EPE (2011).

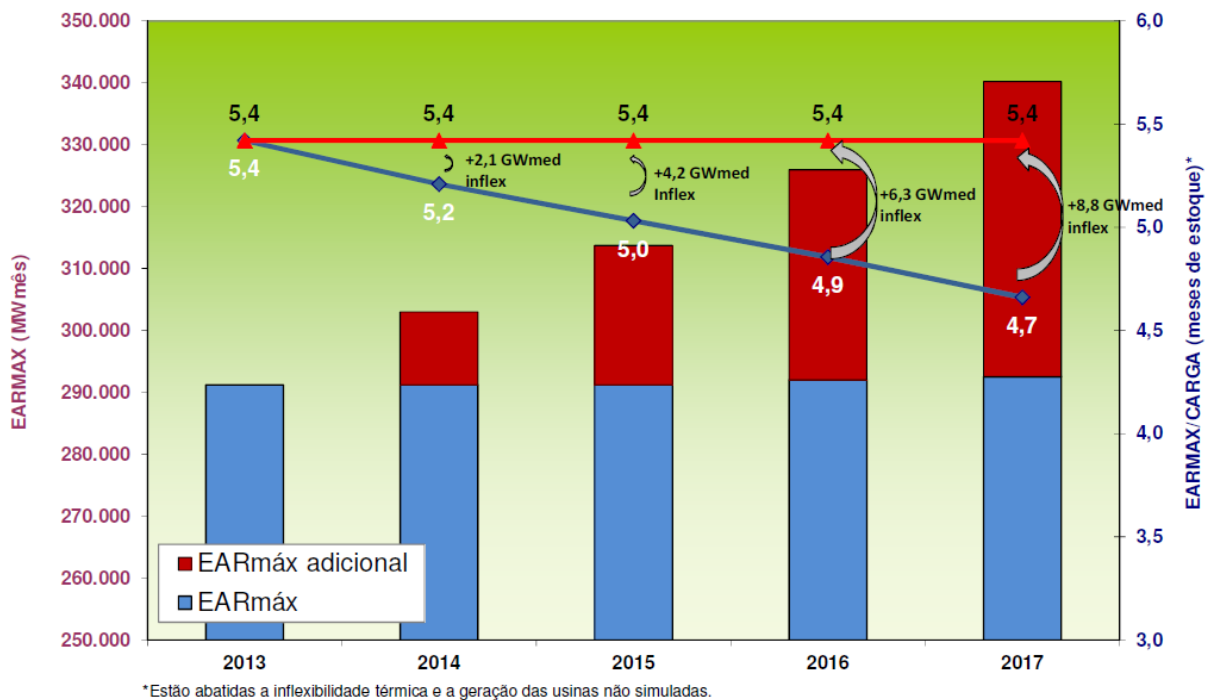
A perda gradativa do GR resulta das dificuldades em expandir a reserva hídrica e do aumento da participação de fontes intermitentes frente à elevação esperada da carga. A maior parte do aproveitamento hídrico remanescente encontra-se na Amazônia, caracterizada por potenciais de baixa queda (rios de planície) e altas vazões no período chuvoso, o que dificulta a construção de grandes reservatórios, cuja viabilização também esbarra em inúmeras resistências socioambientais. Desta forma, o potencial hídrico remanescente será aproveitado

⁴⁸ O ONS (2013) também deduz da carga a geração de pequenas centrais hídricas (PCHs) e térmicas, pois a representação dessas fontes em seus estudos de planejamento é feita através de abatimento da carga projetada.

por usinas a fio d'água, o que aumentará sobremaneira o deplecionamento anual dos reservatórios hídricos, demandando maior despacho térmico para atender a carga.

O ONS (2013) calcula que para mantermos o GR em 5,4 meses até 2017, seria necessário expandir a energia armazenável máxima em 16%, acrescentando 47,7 GWmed aos reservatórios, como nos revela a Figura III. 13. Para preservarmos o GR através da expansão de geração inflexível, deveríamos introduzir 21,4 GWmed de energia entre 2013 e 2017. Se essa energia inflexível fosse proveniente de parques eólicos, teríamos que instalar 71,3 GW de potência. Porém, se fosse proveniente de térmicas convencionais, bastariam 23,7 GW de potência adicional. Nota-se, portanto, que os parques eólicos diversificam a matriz e complementam o despacho hídrico, mas não se configuram como solução suficiente à perda de regularização. Necessitaremos, portanto, cada vez mais de despacho térmico voltado para a base da geração, substituindo parte do despacho hídrico para preservarmos os reservatórios e garantirmos o suprimento.

FIGURA III. 13 – Energia Necessária para Preservar o Grau de Regularização do SIN



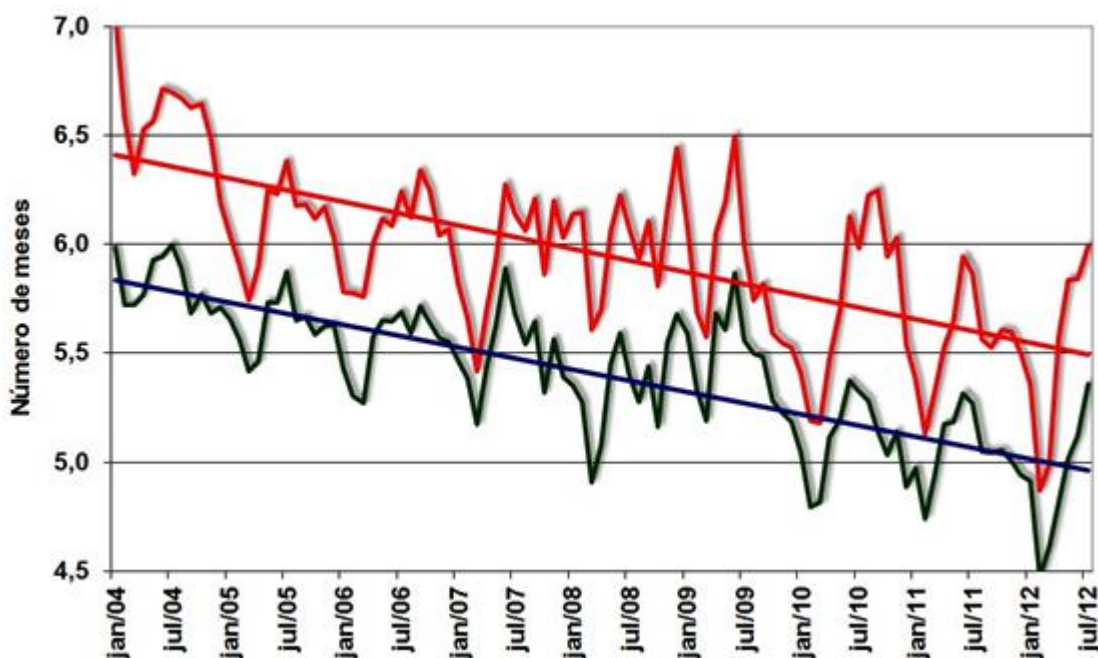
Fonte: ONS (2013).

A perda do GR evidencia uma mudança no paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro. Se antes a operação e expansão eram guiadas pela minimização de vertimentos de ENA e gastos com combustíveis, o que exigia fontes complementares à hidroeletricidade, agora parte significativa da geração hídrica deve ser evitada por fontes substitutas de modo a mitigar o deplecionamento dos reservatórios hídricos. Sob o paradigma anterior, utilizávamos

a água armazenada como fonte prioritariamente energética, evitando acionar o parque térmico para não incorrer em gastos com combustíveis. Dado a perda de regularização e a expansão preponderante de fontes intermitentes (usinas a fio d'água e eólicas), a depleção anual dos reservatórios está cada vez mais acentuada, impondo riscos elevados à garantia de suprimento. Para que a oferta de energia não se condicione a fatores climáticos (chuva, vento ou sol), isto é, para elevar a segurança energética do sistema, teremos que poupar a água armazenada nos reservatórios hídricos, utilizando outras fontes para atender a parcela da carga não suprida. Agora, sob o novo paradigma, deveremos utilizar parte da reserva hídrica como fonte de *backup*.⁴⁹

Entretanto, como visto, o parque termelétrico contratado nos leilões de energia nova, sob a lógica operativa do paradigma anterior, é preponderantemente flexível, além de custoso e poluente. Conseqüentemente, a sua energia “assegurada” não contribuiu para preservar a reserva hídrica, ao contrário, acentuou o deplecionamento dos reservatórios, pois a sua garantia física foi gerada pelas hidráulicas. O próprio ONS (2013, p. 10) reconhece que os elevados CVU das térmicas flexíveis contratadas levaram “a um retardo no despacho térmico, submetendo cada subsistema a acentuados deplecionamentos ao final de cada estação seca”.

FIGURA III. 14 – Grau de Regularização do SIN: carga total versus carga hídrica



Fonte: D'Araujo (2014a).

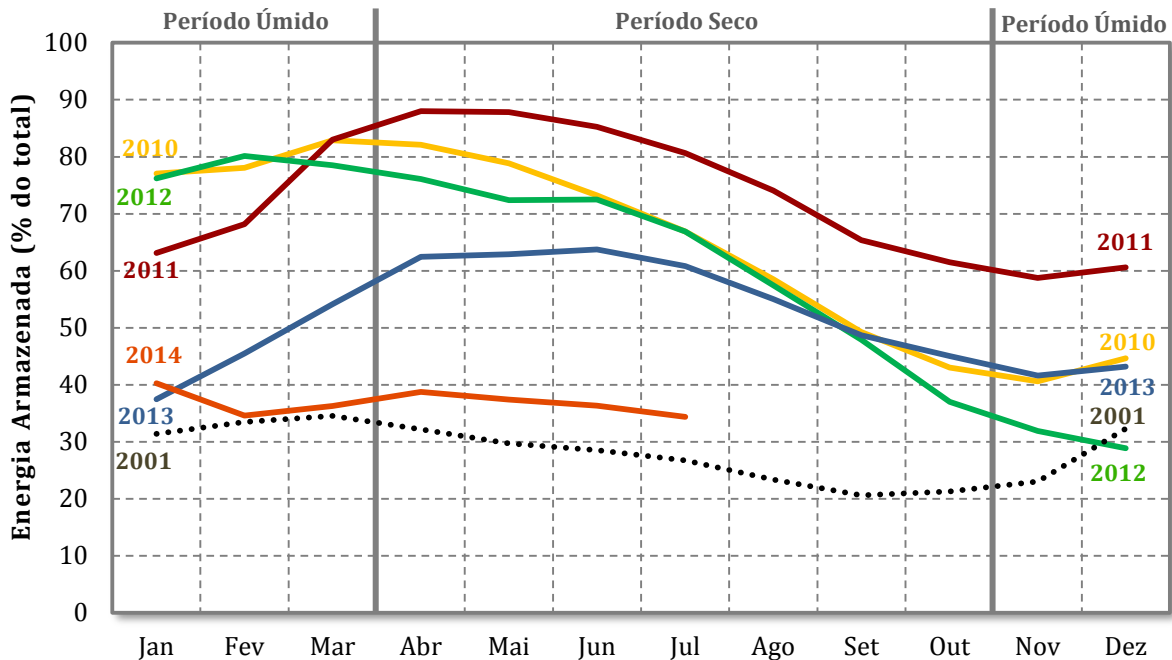
⁴⁹ Hallack e Vazquez (2013), discutindo as consequências da introdução da eólica na Europa e no Brasil, observam que: “pode-se considerar que o problema europeu é geração de ‘backup’ para energia eólica. No Brasil, o problema é a geração de ‘backup’ para a energia hidráulica. Os problemas são diferentes, contudo em ambos os casos as térmicas a gás tiveram um papel importante”.

A Figura III. 14 ilustra com clareza a inadequação do parque térmico contratado. A curva preta no gráfico apresenta o GR do SIN considerando toda a carga gerada, enquanto a curva vermelha expressa o GR considerando apenas a carga hidráulica gerada. Como denuncia D’Araujo (2014a), “para um sistema que tem se expandido com um recorde de térmicas, é surpreendente que as duas curvas mostrem um paralelismo”. Como ambas as linhas de tendência são paralelas, nota-se que a expansão do parque térmico não aliviou o crescente uso da reserva hídrica, já que o GR considerando apenas a carga hidráulica (linha vermelha) acompanhou a queda do GR do sistema. D’Araujo (2014a) identifica a perda de regularização como o aspecto estrutural mais importante do sistema, “totalmente ignorado pela expansão e operação”.

De fato, o planejamento do governo não demonstra preocupação com a perda regularização dos reservatórios. O PDE 2022 prevê uma expansão de 50% da capacidade instalada entre 2013 e 2022, atingindo 183 GW. A fonte hídrica responde por mais da metade da capacidade a instalar, com a capacidade máxima de armazenagem dos reservatórios se elevando em irrisórios 2%. Dentre os novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados no quinquênio 2018-2022, em sua maioria localizados no Norte do país, apenas 5 usinas concentram cerca de 78% da potência a instalar. O PDE 2022 também prevê uma expansão significativa da eólica, saltando de 1,8 GW em 2012 para 17,4 GW em 2017, porém uma expansão modesta de térmicas a gás natural (4,1 GW adicionais). O PDE projeta que térmicas a biomassa devem expandir a capacidade instalada em 57%, atingindo 13,7 GW, enquanto que térmicas movidas a carvão, óleo e diesel não devem ser contratadas. Nota-se, portanto, que o planejamento apoia-se na viabilização de grandes hidrelétricas a fio d’água na região amazônica e na penetração significativa das eólicas para suprir o aumento da demanda.

A Figura III. 15 apresenta a evolução da energia armazenada nos reservatórios do SE/CO para os anos entre 2010 e 2014. O ano de 2012 é emblemático, pois registrou 80% de armazenamento em fevereiro, o maior volume armazenado entre os anos analisados, porém alcançou dezembro com 28%, o pior armazenamento registrado nesse período – pior inclusive do que o alcançado em 2001, ano do racionamento. Nota-se, também, que os meses entre novembro de 2013 e março de 2014 corresponderam a pior recuperação do nível dos reservatórios durante o período chuvoso dentre os anos em análise. A hidrologia desfavorável explica parte do esvaziamento acentuado – as aflúncias do sudeste neste período corresponderam a apenas 66% da média histórica. Entretanto, a perda de regularização estrutural se sobrepõe a fatores conjunturais, pois implicará em deplecionamento anual cada vez mais acentuado, expondo a garantia de suprimento à ocorrência de hidrologias favoráveis.

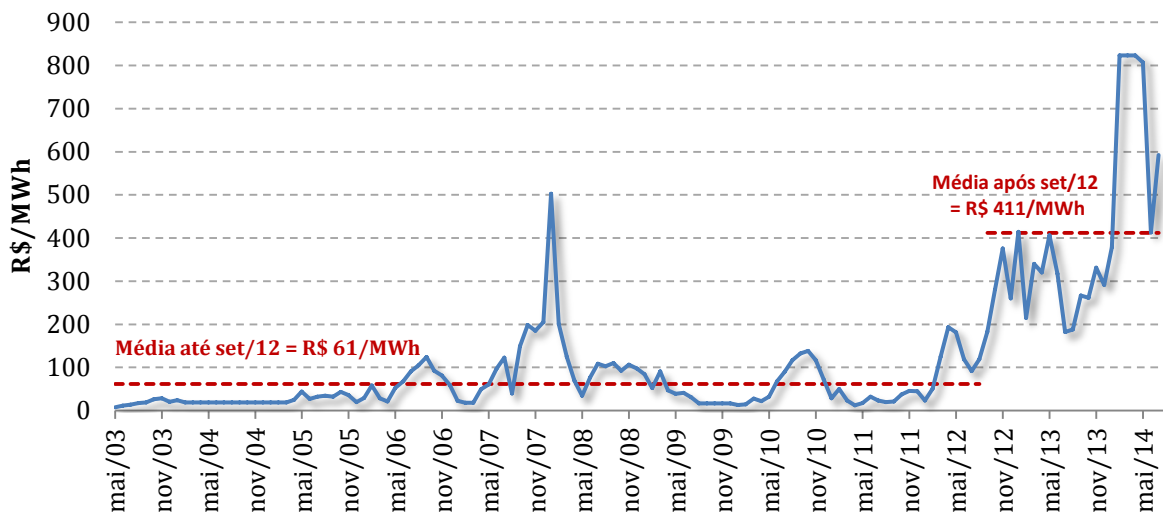
FIGURA III. 15 – Depleção Acentuada dos Reservatórios SE/CO



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

O deplecionamento acentuado anual também põe em risco a modicidade tarifária, já que o CMO responde bruscamente à escassez de água. A Figura III. 16 apresenta a evolução mensal do PLD médio do submercado SE/CO desde maio de 2003. Podemos observar que até setembro de 2012 o PLD manteve-se praticamente abaixo de R\$ 100/MWh, com exceção de um pico em fins de 2007, apresentando uma média de R\$ 61/MWh. A partir de setembro de 2012, observa-se uma drástica elevação no patamar do PLD, para média de R\$ 411/MWh, atingindo o valor teto de R\$ 822,83/MWh entre fevereiro e maio de 2014.

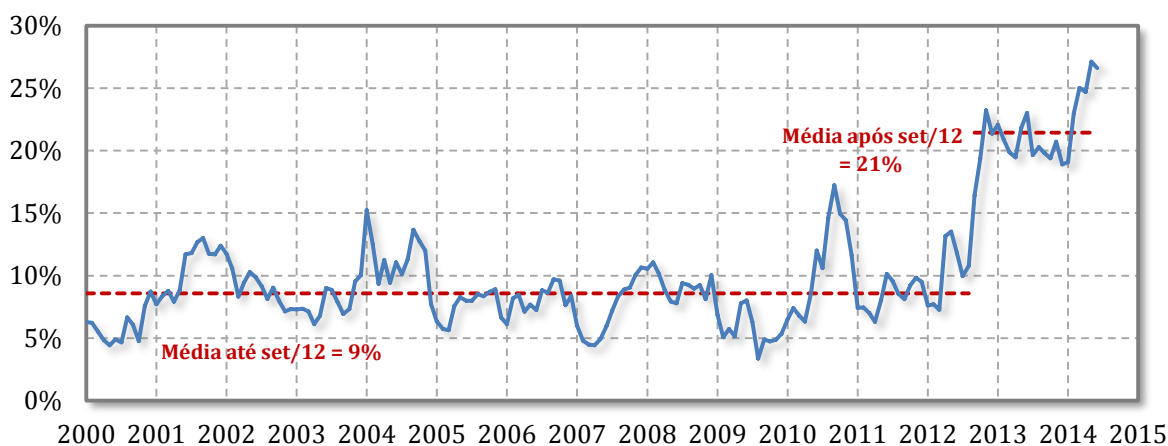
FIGURA III. 16 – Média Mensal do PLD SE/CO – Maio/03 até Julho/2014



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

A partir de 2012, frente ao deplecionamento cada vez mais intenso dos reservatórios, elevou-se o patamar da geração termelétrica. Até então, como nos mostra a Figura III. 17, menos de 10% da carga eram atendidos, em média, pelas térmicas. A partir de setembro de 2012, a contribuição dessas fontes saltou, em média, para 21%, ultrapassando 25% após março de 2014. Contratamos um parque térmico flexível para ser acionado esporadicamente, mas desde então estamos o despachando continuamente, incorrendo em elevados custos.

FIGURA III. 17 – Participação da Geração Térmica no Total da Carga



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

Coincide com o aumento do despacho térmico na base da geração, a Medida Provisória nº 579 de setembro de 2012, convertida em Lei nº 12.783 de janeiro de 2013, que tinha por objetivo reduzir as tarifas em 20% através da antecipação da renovação das concessões de algumas hidrelétricas e linhas de transmissão que venceriam a partir de 2015. A MP 579, que também extinguiu alguns encargos do setor, condicionou a renovação antecipada à aceitação de tarifa calculada pela ANEEL. Criou-se, então, um importante passivo para o governo referente às indenizações de ativos não amortizados das empresas que aderiram à renovação, em sua maioria federais – Copel, Cemig e Cesp não aderiram. Ao mesmo tempo, venciam os contratos firmados no 1º Leilão de Energia Existente, realizado em 2004. A energia gerada pelas usinas que aderiram à renovação recompôs parte dos portfólios das distribuidoras, no entanto, a parte correspondente às usinas que não aderiram permaneceu descontratada. Ao longo de 2013 o governo realizou Leilões de Ajuste e de Energia Existente na tentativa de corrigir o desequilíbrio contratual gerado, mas não obteve sucesso. Cerca de 3,5 GW med permaneceram descontratados, o que gerou grande desequilíbrio financeiro, comprometendo a modicidade tarifária e a sustentabilidade do setor.

A partir de setembro de 2012, como vimos, a média do PLD saltou de R\$ 61/MWh para R\$ 411/MWh, onerando a liquidação das distribuidoras descobertas no mercado *spot*. Por outro lado, o despacho térmico contínuo já implicava em elevados gastos “extraordinários”. O modelo implantado pela reestruturação previa que esses gastos seriam integralmente repassados pelas distribuidoras aos consumidores. No entanto, como o governo havia se comprometido com uma queda tarifária, que seria anulada pelos gastos “circunstanciais” do despacho térmico, recuperou-se a velha e danosa prática de subsidiar o setor elétrico com fundos do Tesouro Nacional.⁵⁰

Os gastos com o despacho térmico contínuo em 2013 somaram R\$ 7,5 bilhões, enquanto que a exposição ao PLD elevado decorrente da descontratação involuntária das distribuidoras atingiu R\$ 5,6 bilhões. Estes dispêndios serão ainda maiores em 2014, podendo alcançar R\$ 15 bilhões referentes à plena geração térmica e ultrapassar R\$ 12 bilhões relativos à descontratação, ainda que o 13º Leilão de Energia Existente realizado em abril tenha mitigado a exposição das distribuidoras ao mercado *spot* – foram contratados 2 GWmed ao preço médio ponderado pela energia comercializada de R\$ 268/MWh. Parte deste desequilíbrio foi arcada pelo Tesouro, via aportes na Conta de Desenvolvimento Energético, e parte foi equacionada por um empréstimo tomado pela CCEE, contabilizado na Conta ACR. Até o presente a CCEE contraiu um empréstimo de R\$ 11,2 bilhões com um grupo de bancos nacionais e internacionais – ao custo de CDI mais 1,9% a.a., com carência até 15 de novembro de 2015 e pagamentos mensais até outubro de 2017 –, porém este montante não será suficiente para cobrir os desequilíbrios e já se prevê um novo financiamento de R\$ 6,5 bilhões – provavelmente o BNDES arcará com metade e bancos comerciais com o restante.⁵¹

Além das distribuidoras, as geradoras hidráulicas também são afetadas pela elevação do PLD. Com o baixo nível dos reservatórios e a hidrologia desfavorável, as hidrelétricas em conjunto geram menos do que as suas garantias físicas, tendo que recorrer ao PLD para liquidar as diferenças - estimam-se gastos superiores a R\$ 15 bilhões.⁵² O grupo Eletrobrás encontra-se em situação ainda mais delicada, pois suas receitas despencaram com a adesão à renovação antecipada. Um empréstimo de R\$ 6,5 bilhões junto à Caixa e ao Banco do Brasil, com garantias da União, foi realizado em julho de 2014 para permitir a conclusão de

⁵⁰ Para uma discussão crítica conferir Almeida (2013) e (2014), Bicalho (2014a) e (2014b), Losekann (2014a) e (2014b) e Queiroz (2014).

⁵¹ “Financiamento ao setor elétrico está praticamente fechado”, por Edna Simão, Valor Econômico, 05/08/2014.

⁵² “Geradoras devem ter custo extra de R\$ 15 bilhões para comprar energia no mercado”, por Ramona Ordoñez e Bruno Rosa, O Globo, 04/08/2014.

investimentos previstos no plano de negócios, enquanto outro empréstimo de R\$ 2,5 bilhões junto ao BNDES já havia ocorrido em 2013 para equacionar as perdas de receita.⁵³

Consumidores livres também enfrentam dificuldades, já que mais de um quarto do volume transacionado no mercado livre, que abrange cerca de 25% do consumo no Brasil, é negociado em contratos com duração inferior a um ano. Estes contratos de curto prazo são firmados em geral com base no PLD, impactando significativamente os agentes. Por outro lado, com o PLD atingindo valores exorbitantes, é mais vantajoso para alguns grandes consumidores parar a produção e revender seus contratos no mercado *spot* a consumir energia ao custo de oportunidade de R\$ 822/MWh.

Em resposta ao despacho térmico mais constante, o governo implementará a partir de 2015 o sistema de bandeiras tarifárias, que resultará em aumento na tarifa dos consumidores, dependendo da situação hidrológica vigente em cada subsistema. Quando o CMO mais o Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESSSE), que contabiliza os custos do despacho fora da ordem de mérito, for inferior a R\$ 200/MWh, vigorará a bandeira verde, que não implica em gastos adicionais na tarifa. Quando o “CMO + ESSSE” estiver entre R\$ 200 e R\$ 350/MWh, vigorará a bandeira amarela, implicando em acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 KWh consumidos (R\$ 15/MWh). Quando o “CMO + ESSSE” for igual ou superior a R\$ 350/MWh, vigorará a bandeira vermelha, acrescentando R\$ 3 para cada 100 KWh consumidos (R\$ 30/MWh). Desde janeiro de 2013, quando se iniciou o teste do sistema, apenas em um mês (julho/13) teria vigorado a bandeira verde.

Embora expresse a preocupação do governo em refletir na tarifa os custos setoriais, este sistema é alvo de muitas críticas, pois além de não premiar os consumidores econômicos, incentivando a eficiência energética, não discrimina o preço da energia ao longo do dia. Consequentemente, despreza a curva de carga e não sinaliza aos consumidores o custo marginal do consumo adicional na hora de pico. D’Araujo (2014b) critica enfaticamente o sistema, denunciando que se socializam os riscos (PLD elevado) no mercado cativo, mas preservam os benefícios ao mercado livre, já que quando o PLD está baixo apenas estes consumidores conseguem beneficiar-se com contratos de curto prazo.

Podemos concluir, portanto, que o setor elétrico encontra-se em uma séria crise conjuntural, política e financeira ao mesmo tempo em que atravessa por uma importante mudança estrutural. Almeida (2014a) alerta que “o setor voltou a flertar com uma situação de

⁵³ “Caixa e BB socorrem Eletrobrás com R\$ 6,5 bilhões”, por Claudia Facchini, Ligia Tuon e Leandra Peres, Valor Econômico, 22/07/2014.

risco fiscal e financeiro que deverá pautar o debate nos próximos anos (...) uma agenda negativa que deverá ocupar um espaço precioso no debate sobre a política para o setor”.

Em meio à crise instalada no setor desde fins de 2012, a percepção da mudança no paradigma operativo ainda 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 seja aproveitado, fontes firmes deverão figurar na rota de expansão do parque gerador, abrindo espaço para a contratação de térmicas a gás natural. Investigaremos a competitividade dessas térmicas no Capítulo V, mas antes compreenderemos, no próximo capítulo, de que modo o ICB compara e seleciona as tecnologias que disputam contratos de disponibilidade de energia nos LEN.

CAPÍTULO IV – O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO (ICB)

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, empreendida no começo da década de 2000, abordada no capítulo anterior, estabeleceu um Índice Custo Benefício (ICB) para comparar as alternativas tecnológicas complementares à expansão prioritariamente hídrica da matriz. Assim, os empreendimentos de geração termelétrica, eólica e solar são avaliados pelo ICB na competição por contratos de disponibilidade de energia ofertados 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 escolhe a melhor relação custo-benefício, comparando as tecnologias com um índice próprio, estabelecido em consonância com as singularidades de seu sistema elétrico, discutidas no Capítulo III.

O presente capítulo apresenta a metodologia atual de cálculo do ICB e as suas especificidades para os empreendimentos termelétricos, eólico e solar. Veremos, também, a matriz selecionada pelo ICB nos leilões de energia em que o índice foi empregado. A maciça contratação de térmicas flexíveis movidas a óleo e diesel com elevado CVU, nos primeiros leilões, suscitou inúmeros questionamentos, em especial, a existência de um indesejável viés de seleção. Identificaremos de que forma o ICB penaliza alternativas substitutas ao despacho hídrico, empreendendo uma revisão crítica da literatura.

Já a viabilização da eólica a preços competitivos, nos anos mais recentes, aponta para uma desejável diversificação da matriz sob a seleção do ICB. Entretanto, como constatamos no capítulo anterior, a exposição cada vez maior do sistema elétrico brasileiro à intermitência já indica riscos à garantia de suprimento e à modicidade tarifária.

As críticas à metodologia de cálculo do ICB e a preocupação com o perfil da matriz elétrica em rápida expansão sinalizam para a premente necessidade de aprimoramentos. Frente à diversidade de alternativas, às restrições ambientais, à modicidade tarifária e à garantia de suprimento, a escolha tecnológica revela-se o grande desafio a ser enfrentado na definição da expansão do parque gerador. Neste contexto, o viés de seleção do ICB apenas camufla a real questão a ser transposta: encontrar um método comparativo e um critério de seleção que identifiquem a rota de expansão mais eficiente. É sob esta perspectiva que o presente capítulo se encerra, enquadrando o ICB na discussão de escolhas tecnológicas.

IV. 1 – O Índice Custo Benefício

O ICB, expresso em 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. 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*, decorrente da inclusão da planta no sistema – a garantia física do empreendimento. O ICB é expresso pela seguinte fórmula (EPE, 2013):

$$\text{ICB} \equiv \frac{\text{Custos Fixos} + E[\text{Custo de Operação}] + E[\text{Custo Econômico de Curto Prazo}]}{\text{Garantia Física} \times 8.760}$$

À exceção dos custos fixos, os demais componentes do custo global do empreendimento avaliados no ICB – os custos esperados de operação da planta e a esperança dos custos econômicos decorrentes da sua não utilização – dependem, essencialmente, de quanto e quando a usina irá gerar ao longo do ciclo de vida do projeto. É função, portanto, da expectativa do preço de energia que vigorará, mais especificamente, de uma previsão dos futuros custos marginais de operação (CMO) do sistema. Considerando a predominância hídrica da matriz brasileira, o ICB depende das afluições futuras, que, em cada submercado, determinam o custo de oportunidade da água retida nos reservatórios e, conseqüentemente, balizam a ordem de mérito do despacho hidrotérmico ótimo definido pelo operador. Trata-se, portanto, de variáveis aleatórias, cujo valor esperado é calculado com base em uma amostra de possíveis CMO futuros disponibilizada pela EPE.

Os CMO dessa amostra são obtidos a partir do resultado do modelo NEWAVE para a simulação da operação mensal do SIN em um período de 5 anos, embora o horizonte contratual se estenda geralmente por mais de 20 anos. A simulação da operação desses 60 meses recebe como *input* 2.000 cenários hidrológicos mensais equiprováveis de energias afluentes e retorna como *output* 2.000 valores de CMO para cada mês. Esta simulação, realizada para cada um dos quatro submercados (SE/CO, S, N, NE), resulta em 120.000 valores de CMO para cada região geoeletrica. Com base nesses 2.000 cenários mensais equiprováveis, para um dado custo variável unitário (CVU) declarado, o ICB projeta a geração média esperada do empreendimento para cada um dos 60 meses analisados. Devemos ressaltar que a simulação da operação futura ótima do SIN é realizada com base em convergências de carga sob o critério usual de risco de déficit de energia de 5%, o que

significa considerar que a carga somente é atendida integralmente em pelo menos 95% dos cenários hidrológicos mensais simulados.

Retornando à equação de cálculo do ICB, podemos assim reescrevê-la:

$$ICB \equiv \frac{RF}{QL \times 8.760} + \frac{COP + CEC}{GF \times 8.760}$$

A parcela RF (R\$/ano) representa a receita anual fixa requerida pelo empreendedor para cobrir todos os custos fixos do projeto, dentre eles: os custos de implantação (socioambientais e financeiros); a remuneração dos investimentos; os custos fixos de operação e manutenção (O&M); os gastos com combustível e O&M associados à geração inflexível das térmicas; os custos de conexão à rede de transmissão e distribuição e as respectivas tarifas de uso dos sistemas (TUST ou TUSD); e os encargos pertinentes. Quanto maior a RF, mais elevado será o ICB e, portanto, menos competitivo será o empreendimento.

A parcela QL (MWmed) refere-se à quantidade de lotes de energia destinada ao ACR, contratada no leilão. A energia habilitada para venda limita-se à garantia física (GF) atribuída ao empreendimento. O MME define, a cada leilão, um limite mínimo a ser comercializado no ACR – em geral, 70% para o produto disponibilidade e 90% para o produto quantidade. A RF, evidentemente, refere-se apenas à energia contratada (QL), que é multiplicada pelo número de horas no ano para obter um valor de R\$/MWh.

A parcela COP (R\$/ano) representa o valor esperado do custo de operação com a geração variável excedente à inflexibilidade operativa. É calculada como uma média anualizada do custo incorrido pelo *pool* com O&M variável e combustível, expresso pelo CVU, decorrente da operação variável. Considerando todos os 2.000 cenários mensais equiprováveis “j”, multiplica-se o CVU pela quantidade de energia excedente gerada nas “n” horas de cada mês “i”, multiplicando por 12 para anualizar a média calculada para os 60 meses. Expressando em termos matemáticos:

$$COP_{i,j} = CVU \times (GERA_{i,j} - INFLEX_{MW}) \times n_{horas} \quad \therefore COP \equiv \frac{\sum_{i=1}^{60} \sum_{j=1}^{2.000} COP_{i,j}}{i \times j} \times 12$$

$$\Rightarrow COP = f(\overbrace{DISP}^+, \overbrace{CVU}^{\pm}, \overbrace{INFLEX}^-, \overbrace{CMO}^-)$$

O COP, portanto, é função da disponibilidade, do custo variável unitário, da inflexibilidade e da série de CMO futuros. Quanto maior a capacidade instalada e, para uma dada potência, maior a disponibilidade da planta, maior será o termo COP. Quanto maior o CVU, *ceteris paribus*, também maior será o COP. Porém, um CVU mais elevado implica em uma probabilidade de despacho menor, o que reduz a geração média esperada e, portanto, o

termo COP. Quanto maior a inflexibilidade, para uma dada potência, menor a diferença entre a disponibilidade e a geração inflexível e, portanto, menor o COP. Quanto mais elevados forem os CMO futuros, menor a probabilidade de despacho, dado um CVU e, conseqüentemente, menor será o COP.

A parcela CEC (R\$/ano) representa o valor esperado do custo econômico de curto prazo decorrente do grau de não utilização da capacidade a instalar. É calculada como uma média anualizada do custo incorrido pelo *pool* com a não utilização da disponibilidade de energia contratada (evitada), expressa em cada cenário mensal pela diferença entre a garantia física (GF) atribuída ao empreendimento e a sua geração efetiva, avaliado pelo CMO simulado. Considerando todos os 2.000 cenários mensais equiprováveis “j”, multiplica-se o CMO, limitado ao PLD mínimo e máximo vigente no ano da análise, pela quantidade de energia não gerada em relação à GF nas “n” horas de cada mês “i”, multiplicando por 12 para anualizar a média calculada para os 60 meses. Isto é:

$$CEC_{i,j} = CMO^* \times (GF - GERA_{i,j}) \times \text{nhoras} \quad \therefore CEC \equiv \frac{\sum_{i=1}^{60} \sum_{j=1}^{2.000} CEC_{i,j}}{i \times j} \times 12$$

$$\text{onde } CMO^* = \begin{cases} PLD_{MÍN} & \text{se } CMO \leq PLD_{MÍN} \\ CMO & \text{se } PLD_{MÍN} < CMO < PLD_{MÁX} \\ PLD_{MÁX} & \text{se } CMO \geq PLD_{MÁX} \end{cases}$$

$$\Rightarrow CEC = f(\overset{+}{GF}, \overset{-}{DISP}, \overset{+}{CVU}, \overset{-}{INFLEX}, \overset{+}{CMO})$$

O CEC, portanto, é função da garantia física, da disponibilidade, do custo variável unitário, da inflexibilidade e da série de custos marginais futuros. Quanto maior a GF atribuída ao empreendimento, maior será o termo CEC. Quanto maior a capacidade instalada e, para determinadas potência e GF, maior a disponibilidade da planta, menor será o CEC. Quanto maior o CVU, menor a probabilidade de despacho, o que reduz a geração esperada e, portanto, eleva o CEC. Quanto maior a inflexibilidade, para uma dada potência, menor a diferença entre a GF e a geração inflexível e, portanto, menor o CEC. Quanto mais elevados forem os CMO futuros, maior será o CEC e, para um dado CVU, menor será a probabilidade de despacho, reduzindo a geração e, conseqüentemente, elevando ainda mais o CEC.

A parcela GF (MWmédio) refere-se à garantia física atribuída ao empreendimento pelo MME, isto é, corresponde à energia assegurada apta a ser comercializada nos leilões. A EPE é a responsável pelo cálculo das garantias físicas dos empreendimentos habilitados aos LEN.

Para cada tecnologia há uma metodologia de cálculo específica, como estabelece a Portaria do MME nº 258, de 2008.

Deve-se observar que os termos COP, CEC e GF são pré-estabelecidos antes do leilão, uma vez que dependem da projeção dos CMO, do CVU e do nível de inflexibilidade declarados e da geração esperada. Portanto, no leilão, apenas a RF e o QL são variáveis.

Veremos brevemente na próxima seção como é realizado o cálculo da GF para cada tipo de empreendimento que disputa contratos por disponibilidade e como os componentes do ICB se comportam frente às particularidades de cada tecnologia.

IV. 2 – O Cálculo do ICB para Empreendimentos Termelétricos, Eólico e Solar

Empreendimentos Termelétricos com CVU positivo

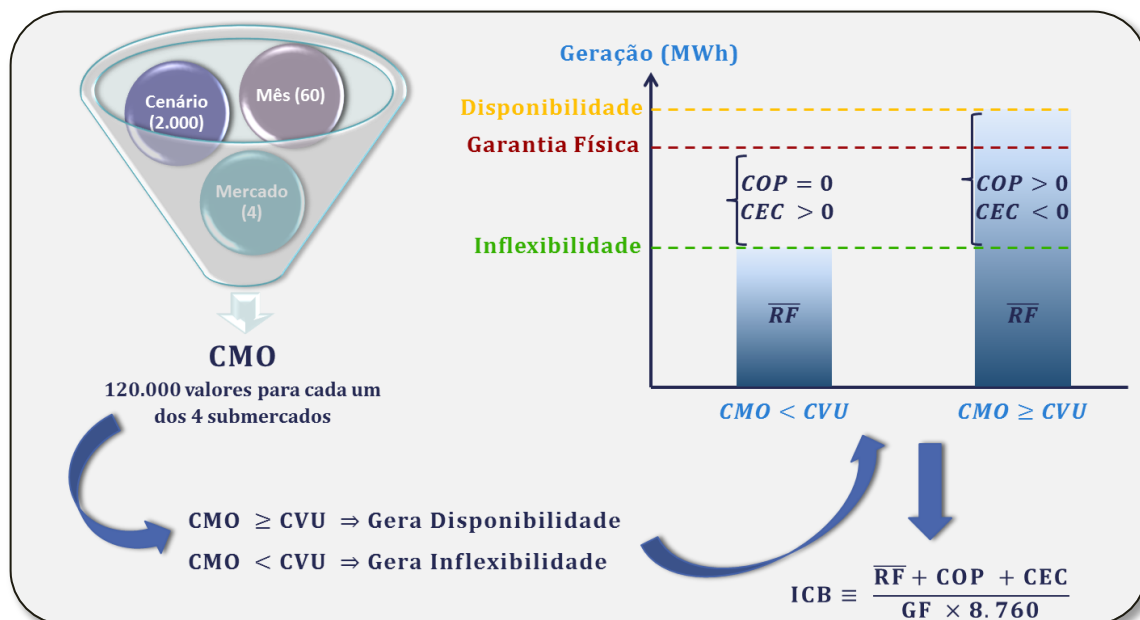
O cálculo do ICB para os empreendimentos termelétricos que possuem CVU positivo – movidos a gás natural, carvão, diesel e outros combustíveis – apenas considera a geração acima da inflexibilidade em decorrência de razões energéticas, desconsiderando, portanto, a possibilidade de despacho fora da ordem de mérito – seja por necessidade do sistema de transmissão (razões elétricas), seja por determinação do CMSE (segurança energética). Assim, se o CVU da térmica for superior ao CMO de seu submercado, a sua geração neste cenário mensal será igual a sua inflexibilidade, caso contrário, será igual a sua disponibilidade máxima, isto é, a sua potência máxima descontada das indisponibilidades forçada e programada.

A Figura IV. 1 ilustra de forma esquemática a metodologia de cálculo do ICB para esses empreendimentos termelétricos. Quando o CVU é superior ao CMO do cenário, a térmica despacha a sua inflexibilidade média no mês ou, se for totalmente flexível, não despacha energia na rede. Em ambos os casos o termo COP é nulo e o termo CEC é positivo, e tanto maior será quanto menos inflexível a térmica for. Já quando o CVU é inferior ou igual ao CMO do cenário, a térmica despacha toda a sua disponibilidade no mês. Neste caso, o termo COP é positivo e maior será quanto menos inflexível a térmica for; e o termo CEC é negativo e tanto menor será quanto maior for a disponibilidade e menor a GF.

Já a metodologia de cálculo da garantia física dos empreendimentos termelétricos com CVU positivo não é tão trivial. A EPE calcula a GF com base nos modelos de otimização operativa do sistema, que simulam a operação futura ótima do parque hidrotérmico. A calibragem dos modelos computacionais utilizados (NEWAVE e MSUI) segue as diretrizes

especificadas na Portaria MME nº 258/2008, além dos dados técnicos das usinas em operação simuladas publicados pelo ONS no Programa Mensal de Operação – PMO vigente.

FIGURA IV. 1 – Metodologia de Cálculo do ICB para Termelétricas



Fonte: Elaboração própria.

Cabe-se ressaltar que a curva de aversão a risco de déficit (estabelecido em 5%) não é considerada no cálculo da GF, o que reduz o nível dos CMO futuros e, conseqüentemente, o despacho esperado (por mérito) das termelétricas. Como define o Anexo I da Portaria nº 258 do MME (2008, p. 5):

A garantia física do SIN é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, a fim de se obter a garantia física dos empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos.

Desta forma, o cálculo da GF das termelétricas não é individualizado, mas resulta de um rateio da contribuição energética entre as usinas simuladas.⁵⁴ Mais especificamente, a GF de cada empreendimento é obtida após o rateio da oferta total de energia gerada entre os blocos de oferta hidráulica e térmica. Para esta divisão, aplica-se um fator hidrelétrico (FH) e um fator térmico (FT), correspondentes às participações relativas de cada bloco na geração total.

⁵⁴ Nesta simulação, inclui-se a oferta dos empreendimentos habilitados nos LEN, exatamente para atribuir as suas respectivas garantias físicas. Porém, como alerta a Portaria do MME (2008, p. 6): “no caso do cálculo para os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos – LEN, por vezes, o somatório dos empreendimentos cadastrados ultrapassa consideravelmente o montante que será contratado nos leilões. Desta forma, poderão ser necessárias agregações dos projetos em blocos de usinas de forma a não distorcer o perfil de atendimento à demanda”.

A Portaria nº 258 estabelece a fórmula de cálculo desses fatores, obtidos por uma ponderação pelo CMO.⁵⁵ Nota-se, portanto, o elevado grau de complexidade envolvido na determinação da energia assegurada desses empreendimentos térmicos. Porém, podemos identificar os seus principais determinantes:

$$\Rightarrow GF = f(\overbrace{\text{Potência}}^{+}, \overbrace{\text{INFLEX}}^{+}, \overbrace{\text{CVU}}^{-}, \overbrace{\text{DISP}}^{+})$$

A GF, portanto, é função da potência, inflexibilidade, CVU e disponibilidade do empreendimento. Quanto maior for a potência e, conseqüentemente, a disponibilidade da usina, maior será a GF atribuída. Quanto maior for o grau de inflexibilidade, também maior será a energia assegurada, pois a geração mais recorrente eleva a contribuição firme de energia da planta para o sistema. Entretanto, quanto maior o CVU declarado, menor será a GF, pois menor será a probabilidade de despacho da usina. Veremos adiante, no entanto, que a GF desses empreendimentos é pouco sensível a variações do CVU.

Empreendimentos Termelétricos com CVU nulo (Biomassa)

As termelétricas cuja fonte de combustível é um subproduto (resíduo) de outra atividade possuem, em geral, CVU nulo e geração, quando estão disponíveis, totalmente inflexível. Trata-se, em sua maioria, de térmicas movidas a biomassa, principalmente bagaço de cana-de-açúcar. Uma vez que o combustível utilizado é um resíduo de uma atividade agrícola, essas térmicas possuem geração sazonal, sujeitas a uma oferta variável de combustível restrita à produtividade de cada safra. Desta forma, quando há combustível disponível, essas térmicas estão aptas a gerar e são, portanto, despachadas na base.

A receita anual fixa requerida no leilão deve cobrir todos os seus custos, fixos e variáveis, dado que a operação é totalmente inflexível. Como o CVU é nulo, o termo COP no cálculo do ICB desses empreendimentos também será nulo. Já o termo CEC será positivo nos meses em que não há geração de energia e negativo quando a planta estiver despachando, pois a sua disponibilidade é maior do que a sua garantia física. A dimensão da parcela CEC no cálculo do ICB depende da GF atribuída. A Portaria nº 258 de 2008 do MME estabelece o seguinte cálculo para a GF:

$$GF = \frac{\sum_{i=1}^{12} DISP_i}{8.760}$$

⁵⁵ Martins (2008, p. 40), no entanto, questiona a transparência do cálculo desses fatores: “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”.

A GF é, portanto, simplesmente calculada através de uma média anual da disponibilidade mensal (DISP) declarada pela térmica, expressa em MWh, descontada do consumo interno e das perdas elétricas, em MWh, até o ponto de conexão da usina com o sistema. Assim, quanto mais disponível a térmica for ao longo do ano, maior será a sua GF.

Empreendimentos Eólicos

As usinas eólicas também possuem geração totalmente inflexível, quando disponível, e CVU nulo, uma vez que a sua disponibilidade depende integralmente da intermitência dos ventos, inviáveis de serem estocados. Conseqüentemente, o valor do termo COP também será nulo, já que o *pool* comprador não incorre em custos quando uma turbina eólica é despachada.

O valor do termo CEC depende, como sabemos, da geração esperada e da GF da usina. A Portaria nº 258/2008 do MME determina a seguinte metodologia de cálculo para a GF:

$$GF = \frac{P90_{\text{anual}} \times (1 - \text{TEIF}) \times (1 - \text{IP}) - \text{PERDAS}}{8.760}$$

De forma análoga ao cálculo da GF das térmicas com CVU nulo, a GF da eólica também é calculada como uma média anual da disponibilidade esperada da planta. A disponibilidade anual é estimada com base na produção anual⁵⁶ em MWh esperada com probabilidade de ocorrência de excesso igual ou superior a 90% ($P90_{\text{anual}}$)⁵⁷, descontada das indisponibilidades forçada (TEIF) e programada (IP) e da estimativa anual do consumo interno e das perdas elétricas, em MWh, até o ponto de conexão da usina com o sistema (PERDAS). Quanto maior a produção anual esperada sob o critério P90, maior será a GF.

A geração eólica mensal sazonalizada também é estimada com base na produção mensal em MWh esperada com probabilidade de ocorrência igual ou superior a 90% ($P90_{\text{mensal}}$).

O termo CEC para os empreendimentos eólicos apresenta, em geral, valores negativos, uma vez que a disponibilidade é maior no período seco.

Empreendimentos Solares

Os empreendimentos solares podem ser fotovoltaicos, que produzem energia a partir da própria luz solar, ou heliotérmicos, que geram energia de origem térmica a partir do vapor

⁵⁶ A Portaria nº 258 do MME (2008, p. 13) determina que: “a produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas por conta da disposição dos aerogeradores, das condições meteorológicas locais, da densidade do ar, da degradação das pás e das perdas aerodinâmicas do próprio parque e dos efeitos esteira e turbulência de outros parques, entre outras”.

⁵⁷ Em outros termos, uma estimativa P90 corresponde a um nível de confiança de 90%, o que significa dizer que há uma probabilidade de 90% da energia efetivamente gerada ser, no mínimo, a produção esperada P90. Em uma estimativa P50, esta probabilidade é de 50% – trata-se, portanto, de uma produção esperada de energia superior a P90, porém, com uma probabilidade de ocorrência menor.

produzido pelos raios solares. Desde 2013, os empreendimentos de fonte solar podem ser habilitados nas disputas por oferta de disponibilidade de energia nos LEN, competindo via ICB. Entretanto, como determina a EPE (2013, p.13):

Considerando que estas usinas não são despachadas centralizadamente e que ainda não se tem histórico de medições de dados solarimétricos robusto (em termos de quantidade e qualidade), não se prevê declaração de sazonalidade de produção de energia e, portanto, os valores de CEC, assim como os de COP, são nulos.

Os termos determinantes para a competitividade da fonte solar são, portanto, a receita anual fixa requerida e a garantia física atribuída. A Portaria nº 258/2008 estabelece que a GF e a disponibilidade dos empreendimentos heliotérmicos sejam calculadas da mesma forma que as térmicas com CVU nulo. Já a GF das usinas fotovoltaicas é calculada do seguinte modo:

$$GF = \frac{P50_{\text{anual}} \times (1 - \text{TEIF}) \times (1 - \text{IP}) - \text{PERDAS}}{8.760}$$

Portanto, de forma análoga ao cálculo da GF dos empreendimentos eólicos, a GF das usinas fotovoltaicas corresponde a uma média anual da disponibilidade esperada da planta. A disponibilidade anual é estimada com base na produção anual⁵⁸ em MWh esperada com probabilidade de ocorrência de excesso igual ou superior a 50% (P50anual), descontada das indisponibilidades forçada (TEIF) e programada (IP) e da estimativa anual do consumo interno e das perdas elétricas, em MWh, até o ponto de conexão da usina com o sistema (PERDAS).

IV. 3 – A Matriz Selecionada pelo ICB

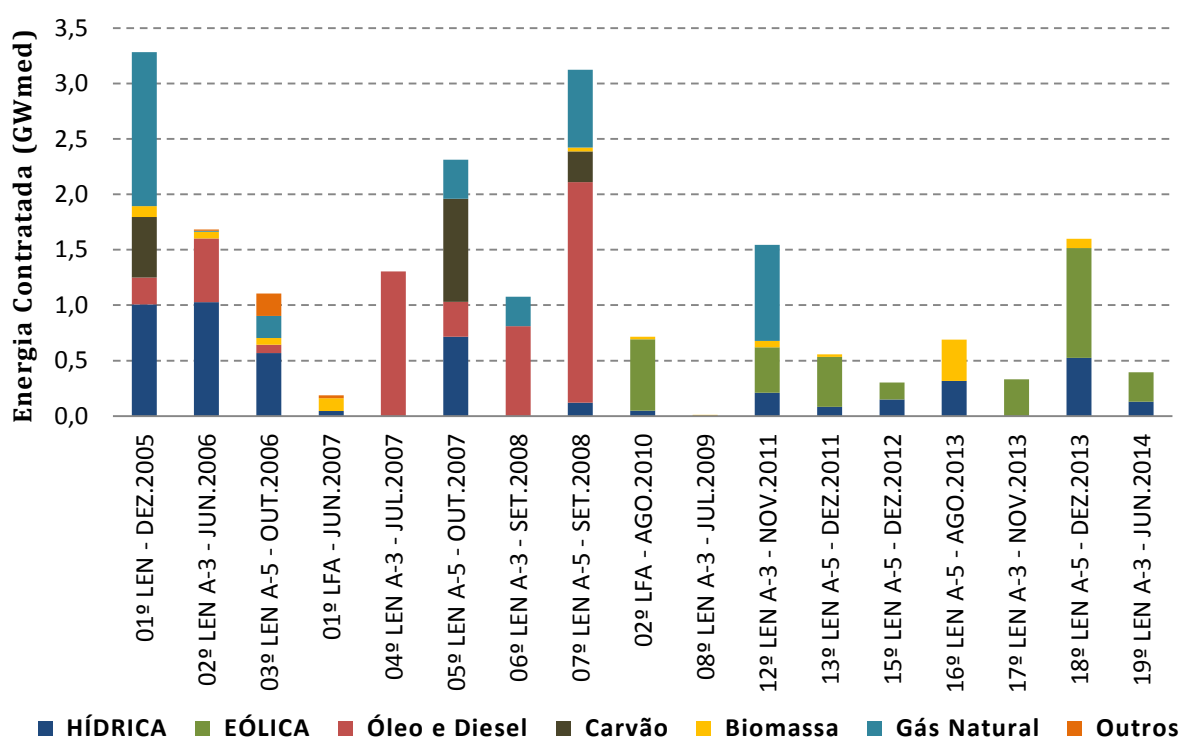
O Capítulo III apresentou a energia contratada em todos os leilões já realizados voltados para comercialização de energia de novos empreendimentos – Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Reserva (LER). Veremos agora, com maior atenção, a matriz selecionada exclusivamente pelo ICB.

A Figura IV. 2 apresenta a energia contratada, em GWmed, em todos os leilões em que o ICB foi utilizado, discriminando as tecnologias e as fontes térmicas. Devemos notar que nos LER, à exceção do primeiro realizado em 2008, a energia foi comercializada em contratos de quantidade. O 1º LER foi dedicado à biomassa e inovou ao empregar um índice próprio, não

⁵⁸ A Portaria nº 258 do MME (2008, p. 13) determina que: “a produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas relacionadas a temperatura, sujeira, sombreamento angulares e espectrais, degradação dos módulos, mismatch, tolerância sobre a potência nominal dos módulos, ôhmicas na cablagem, eficiência do inversor e controle de potência máxima, entre outras”.

muito distinto do ICB.⁵⁹ Portanto, o ICB não foi empregado nos LER. Desta forma, apresentamos apenas os LEN em que o produto disponibilidade foi ofertado – todos à exceção do 10º LEN A-5 e do 11º LEN A-5, exclusivos para fonte hídrica, ocorridos em 2010 – e os dois LFA já realizados. O 2º LFA utilizou, em verdade, um preço equivalente (PEQ) como método comparativo. Porém, esse índice corresponde a uma redução do ICB obtida com a exclusão dos termos COP e CEC. Na prática, esse leilão apenas desconsiderou o termo CEC dos empreendimentos avaliados, uma vez que o COP já é nulo para as térmicas com CVU nulo (movidas a biomassa) e para as eólicas.

FIGURA IV. 2 – Energia Contratada (GWmed) nos Leilões que Utilizaram o ICB



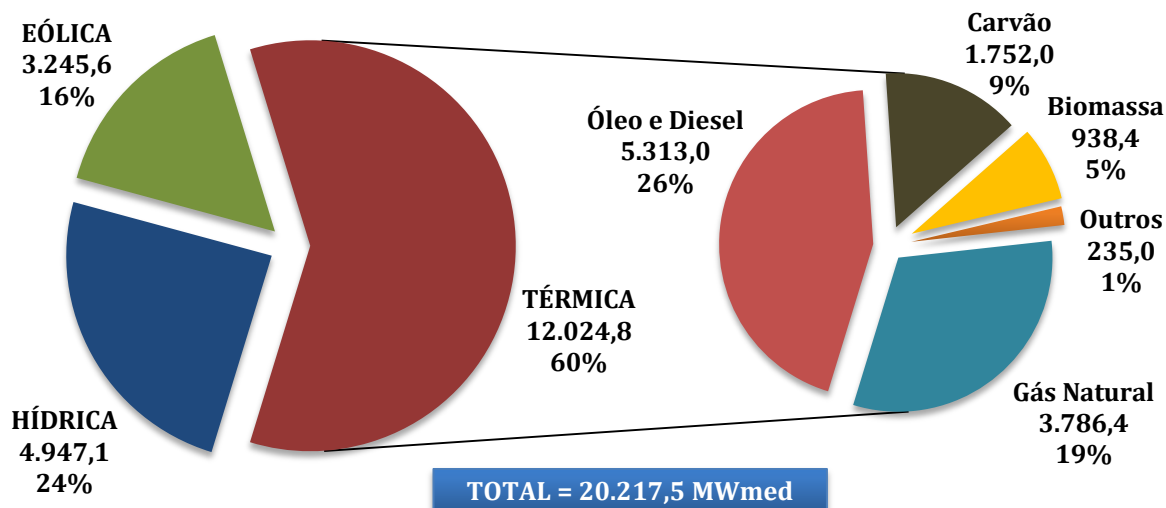
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

A Figura IV. 3 consolida a participação das tecnologias e das fontes térmicas na energia contratada nos leilões apresentados na Figura IV. 2, quando o ICB foi o método comparativo utilizado para selecionar os vencedores do produto disponibilidade. Devemos notar que este produto foi o mais contratado nos leilões em análise, respondendo por 76% de toda a energia comercializada. Dos mais de 20 GWmed contratados, 24% referem-se à energia hídrica, 16% à energia eólica e 60% à térmica. A pouca competitividade da fonte hídrica frente às demais

⁵⁹ O Índice de Classificação do Empreendimento – ICE foi empregado em substituição ao ICB para comparar as térmicas movidas a biomassa que disputaram contratos de disponibilidade no 1º LER. A metodologia do ICE não é muito distinta do ICB. Porém, como foi utilizado apenas neste certame e restringiu-se a uma única tecnologia, não o abordaremos no presente trabalho. Para maiores detalhes, conferir Rego (2012).

alternativas nos LEN e nos LFA em que houve disputa tecnológica é explicada, em parte, pelo preço-teto estabelecido para o produto quantidade, mas principalmente pelas inúmeras dificuldades de obtenção de licença ambiental para as usinas (REGO, 2012).

FIGURA IV. 3 – Matriz Seleccionada pelo ICB: Energia Contratada (MWmed)



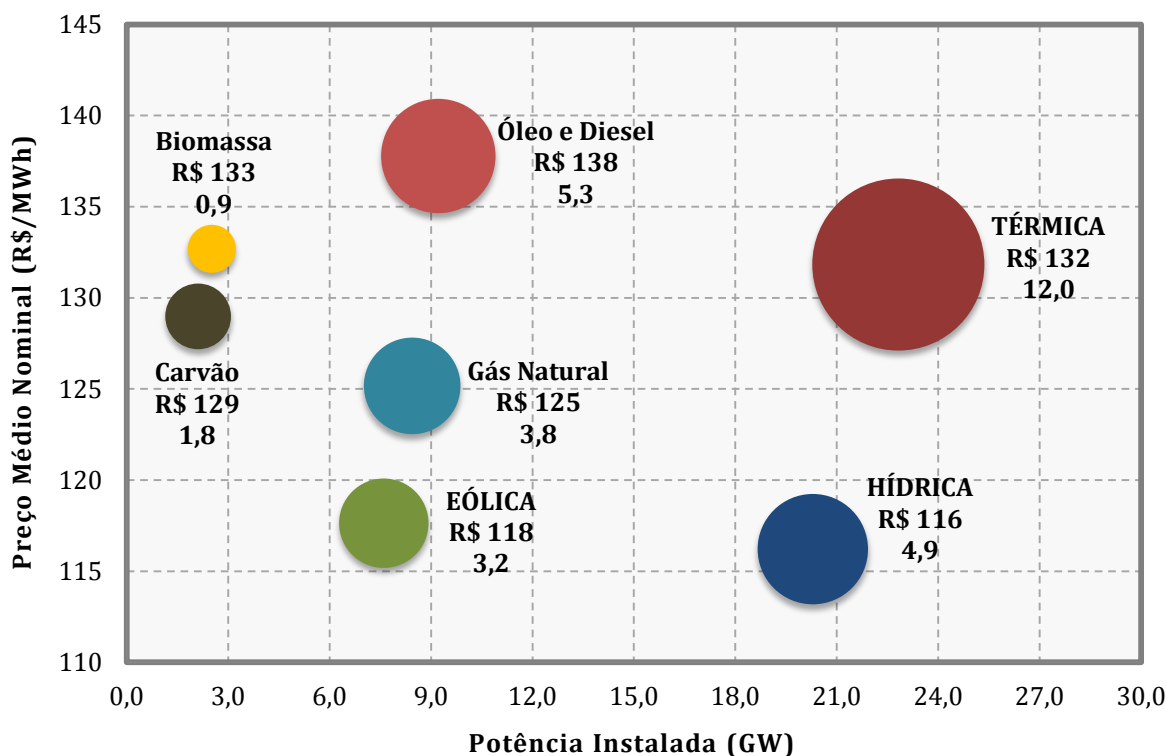
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

Dentre as fontes térmicas, óleo e diesel foram os combustíveis mais contratados, seguidos do gás natural, do carvão e da biomassa. Apenas 5 térmicas a carvão foram vitoriosas nesses leilões, o suficiente para comercializarem mais energia do que a contratada por todos os 54 empreendimentos movidos a biomassa. A Figura IV. 2 nos revela que as térmicas a óleo e diesel foram vitoriosas até 2010, quando a eólica passa a ser a fonte mais competitiva na disputa pelo produto disponibilidade. Mais de 3 GWmed foram contratados por térmicas à gás natural, cuja competitividade será analisada no Capítulo V.

A Figura IV. 4 nos mostra o preço nominal médio das tecnologias e das fontes térmicas comercializadas nos leilões discriminados na Figura IV. 2. O preço médio é ponderado pela energia contratada e expressa, à exceção da fonte hídrica, o ICB nominal médio dos empreendimentos vencedores. O diâmetro dos círculos é proporcional à energia contratada nos leilões (destinada ao ACR e limitada à garantia física), ao passo que a posição relativa ao eixo das abscissas revela a potência instalada de cada tecnologia. Neste sentido, podemos observar que foram comercializados 12 GWmed de energia térmica, responsável por adicionar mais de 22 GW de potência instalada ao parque gerador, ao preço médio de R\$ 132/MWh. Em contraste, a fonte hídrica apresentou o menor preço médio e comercializou pouco menos de 5 GWmed de energia, embora também tenha agregado cerca de 20 GW de potência à matriz. A eólica apresentou competitividade semelhante à fonte hídrica com preço

médio de R\$ 118/MWh, seguida do gás natural (R\$ 125/MWh), do carvão (R\$ 129/MWh), da biomassa (R\$ 133/MWh) e do óleo combustível e diesel (R\$ 138/MWh).

FIGURA IV. 4 – Matriz Seleccionada pelo ICB: Preço Nominal Médio das Tecnologias e das Fontes Térmicas, Ponderado pela Energia Contratada



OBS: O valor abaixo do preço refere-se à energia contratada (GWmed).

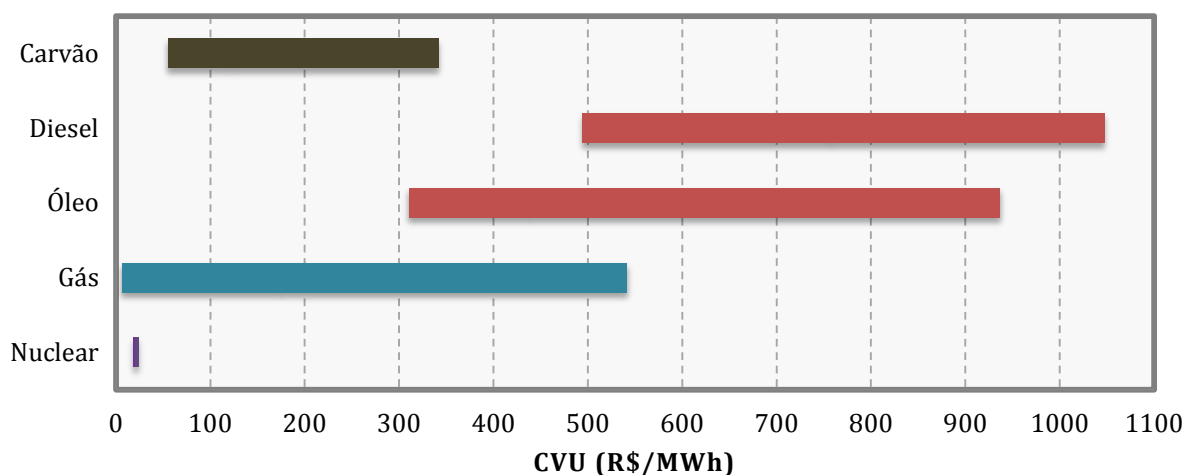
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

O gráfico acima pode nos levar a concluir, equivocadamente, que as térmicas a óleo e diesel são menos competitivas nos leilões do que as movidas a gás natural, pelo simples fato de apresentarem um preço médio nominal superior. Veremos ainda neste capítulo, entretanto, que se trata do justo oposto: as térmicas a gás são menos competitivas quando se leva em conta o custo variável de operação, a receita fixa requerida, a inflexibilidade permitida e o impacto dessas variáveis sobre o ICB. Não por outro motivo, as térmicas a óleo e diesel foram as mais contratadas no cômputo geral, embora apresentem elevados custos variáveis de operação, estabelecidos nos leilões realizados, como nos mostra a Figura IV. 5.

A Figura IV. 5 apresenta a dispersão dos custos variáveis das fontes térmicas do parque gerador em operação no horizonte 2012-2016 (ONS, 2012b). Podemos constatar que o parque termelétrico contrato sob a escolha do menor custo-benefício privilegiou, de um modo geral, alternativas com elevados custos variáveis. Os CVU das térmicas nucleares, voltadas para a base, são os mais baixos, em torno de R\$ 20/MWh em média. O carvão apresenta CVU médio

de R\$ 123/MWh, seguido do gás natural (R\$ 174/MWh) e dos elevados custos das térmicas a óleo (R\$ 439/MWh) e diesel (R\$ 757/MWh).⁶⁰ Estes dois últimos combustíveis apresentam CVU que variam de R\$ 310/MWh a absurdos R\$ 1.047/MWh.

FIGURA IV. 5 – Custos Variáveis da Matriz Térmica em Operação



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2012b).

Podemos concluir, portanto, que o ICB selecionou ao longo dos leilões térmicas flexíveis com elevado CVU, movidas principalmente a óleo e diesel; térmicas inflexíveis movidas a biomassa; algumas térmicas movidas a gás natural e poucas a carvão; e, ultimamente, bastante eólicas. O parque térmico selecionado é praticamente todo flexível, porém implica em gastos variáveis muito elevados quando despachado – razão suficiente para suscitar inúmeras críticas ao ICB, como veremos detalhadamente na próxima seção.

IV. 4 – Críticas ao ICB: Viés de Seleção

O ICB foi concebido para ser o método comparativo das tecnologias que competem por contratos de disponibilidade nos leilões de energia, isto é, todas as tecnologias de geração à exceção da hidráulica – termelétricas, eólica e solar. A análise da matriz selecionada pelo ICB, apresentada na seção anterior, revela que a escolha pela menor razão custo-benefício selecionou, em geral, alternativas capazes de complementar o despacho hidrelétrico e de favorecer, *a priori*, a operação ótima, presente e futura, das afluentes e dos reservatórios.

Como foi visto no Capítulo III, para maximizar as sinergias latentes no sistema elétrico brasileiro – entre reservatórios, hidrelétricas em cascata e linhas de transmissão com funções elétrica e energética – a capacidade instalada complementar à predominante fonte hídrica

⁶⁰ Os CVU médios apresentados foram ponderados pela potência dos empreendimentos.

deveria ser acionada por um operador “monopolista” apenas em situações hidrológicas desfavoráveis ou preferencialmente nos períodos secos, evitando, assim, desperdício com vertimentos desnecessários. Isto implica, por consequência, em contratar capacidades a instalar complementares à fonte hídrica que estejam, no futuro, *disponíveis* ao sistema, aptas a serem recorridas nos períodos secos ou em momentos específicos ditados pelo operador.

Diante da configuração da oferta dos recursos energéticos brasileiros, essa capacidade se traduz, para as tecnologias despacháveis, em térmicas flexíveis; e para as tecnologias não despacháveis, em eólicas e térmicas movidas a biomassa. Como constatado na seção anterior, foram exatamente estas as tecnologias mais contratadas sob a métrica do ICB.

A metodologia de cálculo do ICB foi concebida para privilegiar a contratação dessas tecnologias em detrimento de alternativas inflexíveis substitutas ao despacho hídrico, em consonância com as singularidades do sistema brasileiro discutidas no capítulo anterior. Pode-se dizer, portanto, que sob esta perspectiva, a análise da matriz selecionada pelo ICB revela que o método comparativo especialmente desenhado para as particularidades brasileiras cumpriu à risca a sua missão.

Entretanto, como também vimos no Capítulo III, a perda gradual da capacidade de regularização dos reservatórios hídricos aponta para uma mudança no paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro – precisaremos cada vez mais de despacho térmico na base para complementar a geração hidráulica. O despacho contínuo, verificado desde 2013, de todo o custoso parque térmico flexível contratado, concebido para atuar esporadicamente, comprometeu a modicidade tarifária e evidenciou a inadequação da matriz selecionada pelo ICB à realidade atual do sistema brasileiro. Após dez anos de realização ininterrupta de leilões para ampliação da capacidade instalada, a visão implícita no cálculo do ICB acerca da operação ótima do parque gerador brasileiro e de sua rota de expansão desejável revelou-se, em grande medida, equivocada.

Neste sentido, Martins (2008) argumenta que o favorecimento do ICB a determinadas tecnologias se constitui em um *viés de seleção* se a escolha não for desejável do ponto de vista ótimo do sistema.⁶¹ Desta forma, tendo em vista a inadequação de sua premissa acerca da operação ótima do parque hidrotérmico – uma vez que a disponibilidade flexível contratada

⁶¹ Como observa Martins (2008, p. 38): “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”.

direciona-se cada vez mais para a base da geração – pode-se concluir que o ICB incorre em *viés de seleção* em prol de térmicas despacháveis flexíveis com elevado CVU. Já quanto ao favorecimento do ICB a térmicas inflexíveis movidas a biomassa e a eólicas, se não subsiste viés quanto à escolha tecnológica, posto que é desejável (ótimo) diversificar a matriz, devemos questionar o limite de inserção dessas tecnologias face ao aumento crescente e preocupante da intermitência no sistema. Veremos, agora, de que forma a metodologia de cálculo do ICB favorece a competitividade dessas tecnologias e penaliza as alternativas substitutas ao despacho hídrico, voltadas para geração na base.

A instalação de uma nova capacidade de geração agrega duas dimensões ao sistema: eleva a potência instalada do parque gerador e aumenta a oferta efetiva de energia. Como analisamos no Capítulo I, as tecnologias possuem natureza distintas – algumas são despacháveis, outras não – e dependendo da disponibilidade de sua fonte primária e das características da curva de carga, desempenham funções diversas: voltam-se para a base (*base load*) ou para o pico (*peak load*), constituindo-se primordialmente em fonte de geração de energia ou em segurança energética (*backup*). Neste sentido, térmicas flexíveis com elevado CVU aumentam a potência instalada, mas contribuem pouco em termos de geração efetiva. Térmicas inflexíveis despacháveis, por sua vez, agregam valores em ambos os sentidos, segurança e geração na base. Já as fontes intermitentes (eólica) e sazonais (biomassa), contribuem mais para a geração, quando disponíveis, do que para a segurança, pois não são despacháveis.⁶² Essas duas dimensões, capacidade e geração efetiva, são importantes para se garantir equilíbrios estático e dinâmico ao sistema.

A garantia física atribuída aos empreendimentos é a variável que sintetiza, em uma só grandeza, essas duas dimensões no cálculo do ICB. Grande parte de seu viés de seleção advém da forma de cálculo da GF. Como foi visto acima, há uma metodologia de cálculo específica para cada tecnologia, disciplinada pela Portaria do MME nº 258 de 2008.

Devemos notar, primeiramente, que as GF das térmicas inflexíveis com CVU nulo, das eólicas e das solares – isto é, todas à exceção das térmicas despacháveis com CVU positivo – são obtidas diretamente a partir de um cálculo baseado nas características técnicas dos empreendimentos. Mais ainda, as GF destas tecnologias são determinadas, como vimos, de forma proporcional à geração esperada das plantas – quanto maior a disponibilidade, maior a geração esperada inflexível e, portanto, maior a GF. Em contraste, a GF das térmicas despacháveis com CVU positivo é atribuída de forma indireta a partir de uma simulação da

⁶² Embora a complementariedade entre o regime hídrico e as disponibilidades da eólica e da biomassa favoreça o aspecto de segurança energética.

operação ótima do futuro parque hidrotérmico. O seu cálculo não depende unicamente de parâmetros do empreendimento, muito pelo contrário. Além de levar em conta a expectativa dos futuros CMO, a GF é calculada para todo o parque hidrotérmico e só depois é repartida, através da aplicação de fatores obtidos endogenamente, entre os blocos de usinas hídricas e térmicas simuladas. Esta metodologia de cálculo, no entanto, não atribui garantias físicas às térmicas despacháveis proporcionais ao despacho esperado.

Considerando a complexidade do cálculo da GF dessas térmicas, ou mesmo a sua impossibilidade (MARTINS, 2008), estimamos uma regressão com valores observados de outras térmicas já leiloadas para obtermos uma GF predita, em função da disponibilidade, do CVU e da ausência ou presença de inflexibilidade.⁶³ O Capítulo V descreve em detalhes a regressão estimada e seus resultados, cruciais na engrenagem do Modelo de Competitividade e Viabilidade de Térmicas a Gás Natural desenvolvido. Utilizaremos a GF estimada pelo Modelo e os dados técnicos da térmica a gás natural definida na calibragem do cenário-base, com 500 MW de potência e 482 MWmed de disponibilidade máxima, para simularmos o cálculo do ICB e variações de seus componentes.⁶⁴ Não entraremos em maiores detalhes, analisados a fundo no capítulo seguinte, para não nos desviarmos da presente discussão.

A Figura IV. 6 apresenta o comportamento da GF estimada e da geração esperada a variações do CVU em dois cenários distintos: considerando a térmica totalmente flexível (linhas contínuas) ou com nível de inflexibilidade de 50% (linhas tracejadas). As variações no CVU, mostradas no eixo horizontal superior, correspondem a variações no preço do gás natural pago pela térmica, levando-se em conta um fator específico de eficiência. Para cada CVU analisado, o eixo horizontal inferior apresenta o correspondente preço do combustível, livre de impostos, expresso em US\$/MMBtu.⁶⁵ A disponibilidade máxima da térmica independe do CVU e da inflexibilidade, por isso a sua curva é uma reta invariável única para ambos os cenários. Podemos notar no gráfico que a geração esperada no cenário com 0% de inflexibilidade se reduz bruscamente com a elevação do CVU. Quando este atinge o valor de R\$ 350/MWh, a expectativa de geração, em MWmed, é quase nula.⁶⁶ Isto ocorre porque a probabilidade de cenários com CMO superior a este CVU é pequena. Já para a térmica com 50% de inflexibilidade, espera-se que o seu despacho se restrinja a sua inflexibilidade média com a elevação do CVU.

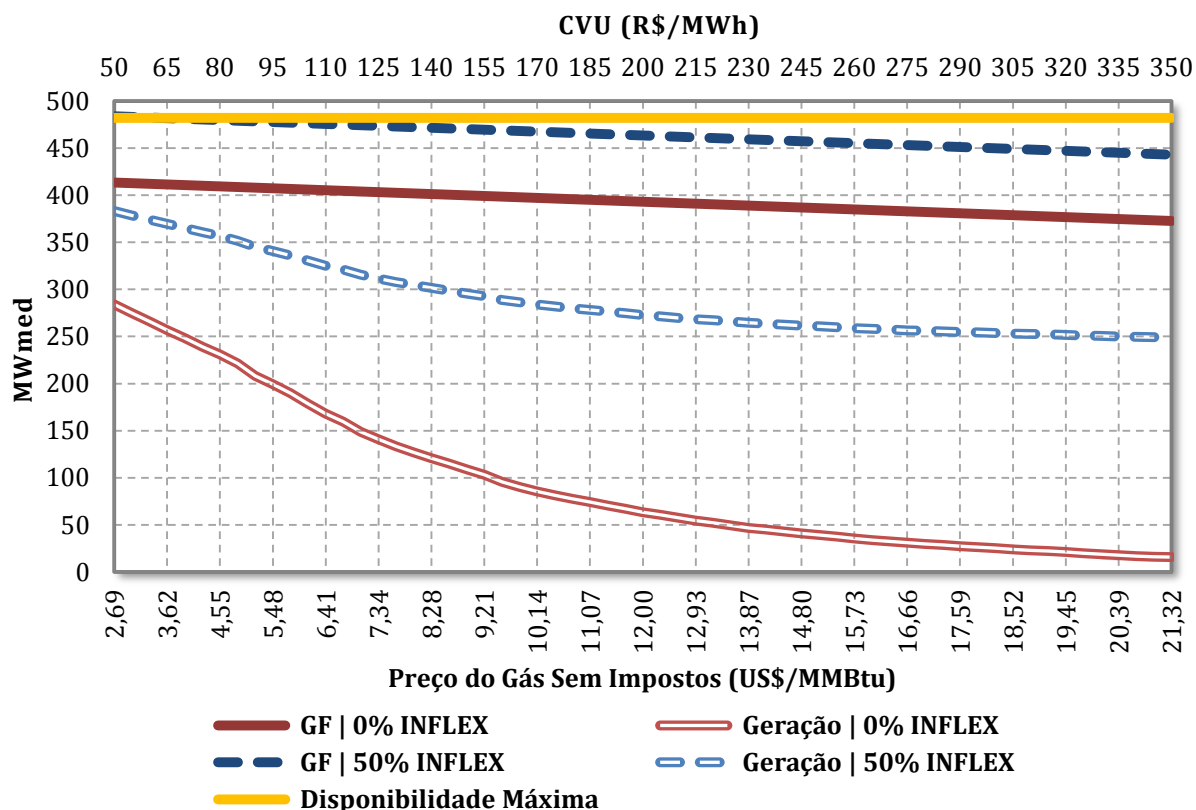
⁶³ A inflexibilidade foi modelada como uma variável dummy, de modo que o seu nível não influi no valor da GF.

⁶⁴ Utilizou-se para o cálculo do ICB a série de CMO correspondente aos 2.000 cenários hidrológicos mensais equiprováveis do submercado SE/CO para os cinco anos entre 2018 – 2022, disponibilizada pela EPE.

⁶⁵ O cenário-base do Modelo considera uma taxa de câmbio de R\$ 2,25/US\$.

⁶⁶ A geração esperada em MWmed corresponde a geração média para os 2.000 cenários dos 60 meses considerados, dividida pelo número de horas no ano (8.760)

FIGURA IV. 6 – Comportamento da GF e da Geração Esperada a Variações do CVU



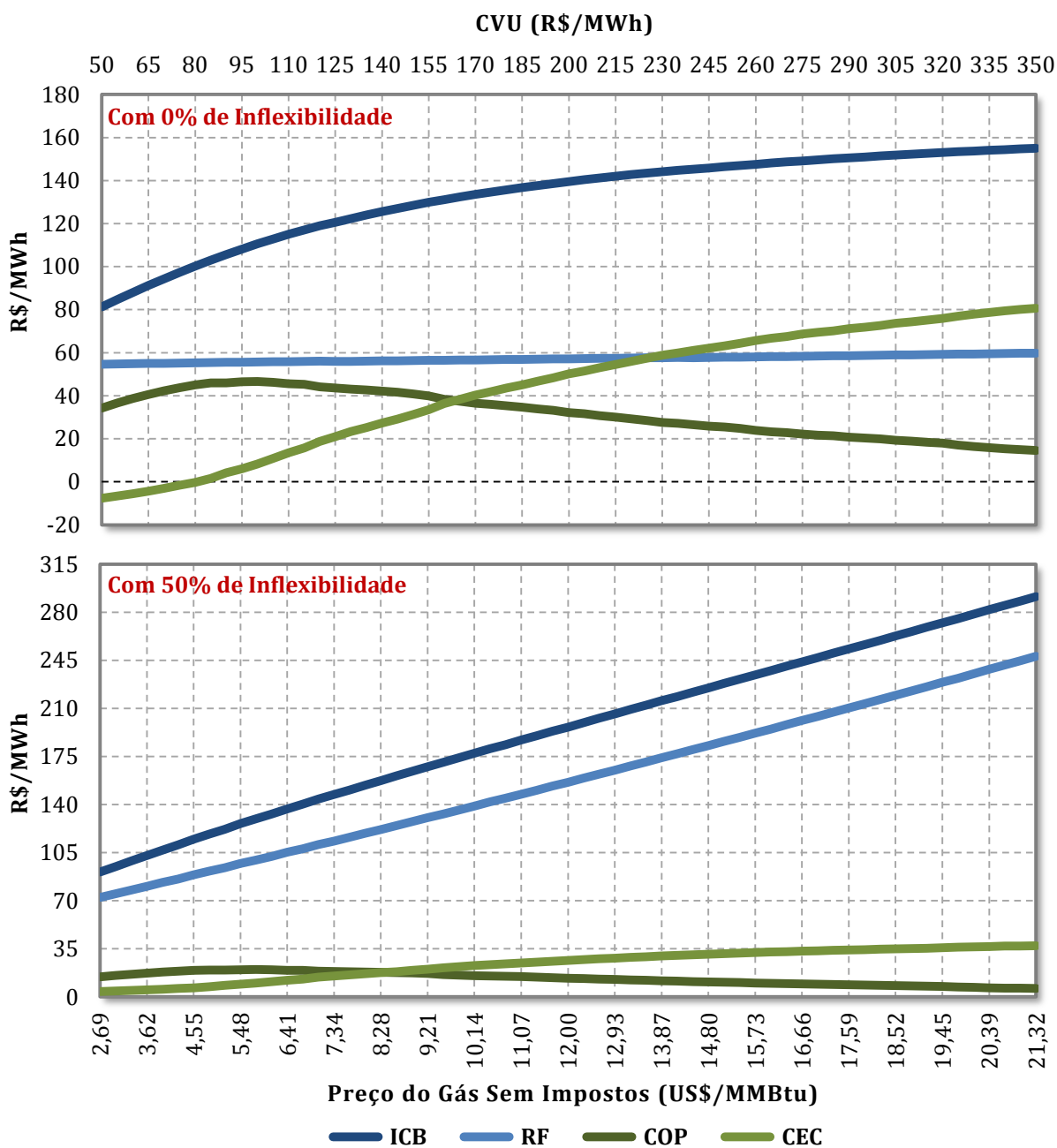
Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

O interessante neste gráfico é observar a distância entre o despacho esperado e a GF predita atribuída à térmica para cada CVU considerado. Para um CVU de R\$ 50/MWh, a geração média esperada da térmica flexível (283 MWmed) corresponde acerca de 60% da disponibilidade máxima e a GF predita (413 MWmed) a 85%. Já com um CVU de R\$ 350/MWh, a expectativa de sua geração (15 MWmed) desaba para 3% da disponibilidade, mas a GF estimada (372 MWmed) se mantém elevada, correspondendo a 77% de sua máxima disponibilidade. Para a térmica 50% inflexível, o aumento do CVU de R\$ 50 para R\$ 350/MWh acarreta em queda de 35% do despacho esperado e redução de 8% na GF.

Desta forma, térmicas flexíveis com CVU elevado possuem garantia física muito semelhante às térmicas com baixo CVU e às térmicas com algum grau de inflexibilidade, pois o principal determinante da GF é a disponibilidade máxima. Isto significa que a GF atribuída à térmica é muito insensível à variação do CVU e, conseqüentemente, à contribuição da geração esperada para o sistema. Em outros termos, a GF das térmicas com CVU positivo privilegia a dimensão da capacidade instalada em detrimento da geração efetiva. Conseqüentemente, o seu cálculo, ao contrário das demais tecnologias avaliadas pelo ICB, não é proporcional à expectativa de despacho.

Essa metodologia de cálculo da GF acaba se refletindo em um viés de seleção do ICB em favor de térmicas flexíveis com elevado CVU. Tipicamente, essas térmicas são movidas a óleo ou diesel, são voltadas para *backup*, requerem menos investimentos em capital, menor tempo de construção, menor RF requerida, CVU mais elevados, são pouco eficientes e bastante poluentes. Em contraste, térmicas movidas a gás natural são voltadas para a base da geração, requerem investimentos mais vultosos, maior tempo de construção, RF mais elevada, CVU relativamente reduzidos, são mais eficientes e menos poluentes.

FIGURA IV. 7 – Comportamento dos Componentes do ICB a Variações do CVU



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

A Figura IV. 7 apresenta o comportamento do ICB e de seus componentes (RF, COP e CEC) a variações do CVU em dois cenários distintos. O primeiro gráfico apresenta os valores para a térmica totalmente flexível, enquanto o segundo considera um nível de inflexibilidade de 50%. Embora os valores da RF, COP e CEC sejam definidos em R\$/ano, dividimos o montante anual pela GF anualizada – correspondente a GF multiplicada pelo número de horas no ano – para compararmos todos os valores em R\$/MWh.

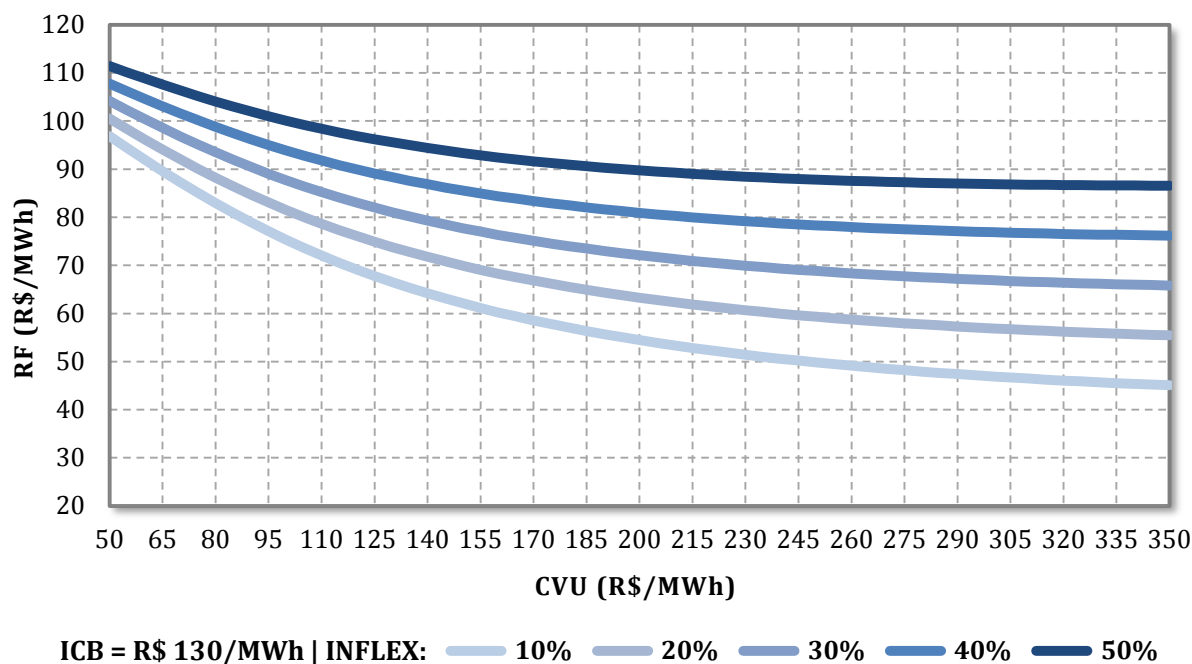
Como podemos notar no primeiro gráfico, a RF mantém-se praticamente constante na simulação, em torno de R\$ 60/MWh, já que toda a operação da térmica nesse cenário é variável. Portanto, a elevação do preço do gás natural, apresentada no eixo horizontal inferior, apenas afeta o correspondente nível do CVU, mostrado no eixo superior, e, por consequência, os termos COP e CEC. Como podemos observar, o ICB é uma função crescente do CVU, mas a concavidade da curva atesta a sua pouca sensibilidade à significativa elevação do custo variável – um aumento de 600% do CVU, de R\$ 50 para R\$ 350/MWh, resulta em uma elevação do ICB de apenas 90%. Em parte, esta concavidade advém do termo COP, que se reduz com o aumento do CVU, pois embora este afete direta e positivamente o seu cálculo, prevalece o efeito da drástica redução da probabilidade de despacho da térmica. Isto é, com o aumento do CVU, o somatório do termo COP em todos os cenários mensais diminui em decorrência da queda da geração esperada, atenuando o aumento do ICB. O termo CEC, no entanto, se eleva, uma vez que a disponibilidade contratada será mais evitada quanto menor for a probabilidade de despacho. Como a GF é muito pouco sensível ao aumento do CVU e a expectativa de geração se reduz com a elevação do preço do gás, como vimos, o somatório do CEC aumenta. Todos esses efeitos se somam ao cálculo da GF que não acompanha proporcionalmente a queda do despacho esperado. Estes resultados são corroborados por análises semelhantes empreendidas por Martins (2008) e Rego (2012).

O segundo gráfico apresenta o comportamento dos componentes do ICB a variações do CVU considerando a térmica 50% inflexível. Como podemos notar, a RF nesse cenário acompanha o crescimento do CVU, tornando-se o principal determinante para o nível do ICB. Isto ocorre porque o cálculo da RF nessa simulação supõe que o custo da geração inflexível é dado pelo CVU, isto é, considera que o preço do combustível referente à parcela inflexível é o mesmo da parcela variável. Desta forma, o aumento do preço do gás implica em elevação considerável dos custos fixos da térmica, inviabilizando a sua competitividade no leilão.⁶⁷

⁶⁷ Esta simulação considera dado, portanto, o preço do gás natural – o mesmo para qualquer consumo da térmica. O Modelo apresentado no Capítulo V nos permite, alternativamente, encontrar o preço do gás pago pela térmica residualmente, para dados níveis pré-estabelecidos de competitividade (ICB) e viabilidade do projeto (TIR).

Nota-se pelo gráfico que os termos COP e CEC perdem importância relativa na determinação do nível do ICB, dado a proeminência da RF. A inflexibilidade, por sua vez, reduz a dimensão absoluta desses termos, como vimos nas equações de cálculo no início deste capítulo.

FIGURA IV. 8 – RF versus CVU: Combinações que Geram o Mesmo ICB



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

A Figura IV. 8 apresenta uma forma mais interessante de visualizarmos o efeito da elevação do CVU sobre a competitividade das térmicas. As curvas no gráfico representam combinações de RF e CVU que geram o mesmo nível de ICB, R\$ 130/MWh, considerando diferentes níveis de inflexibilidade. Fixando um desses níveis, qualquer térmica com uma combinação de RF e CVU mais elevada seria menos competitiva e estaria situada em uma curva superior; ao passo que qualquer térmica com uma combinação inferior seria mais competitiva e estaria situada em alguma curva abaixo. Podemos notar que dado o ICB e um nível de inflexibilidade, quanto menor o CVU, maior a RF que a térmica pode requer no leilão. Entretanto, esse acréscimo na RF é bastante limitado face à variação do CVU e a margem de aumento se reduz significativamente com a elevação da inflexibilidade, que desloca a curva para cima e para a direita. Isto é, quanto maior a inflexibilidade, menor o aumento permitido na RF para que uma dada redução do CVU não implique em perda de competitividade. Isto significa que térmicas com baixo CVU e alta inflexibilidade, voltadas para a base da geração, não podem requerer uma RF muito superior à solicitada por térmicas com elevado CVU e baixa inflexibilidade, voltadas para *backup*. Este gráfico ilustra com

clareza a dificuldade de se viabilizar térmicas voltadas para a base da geração na atual metodologia de cálculo do ICB.

Devemos notar que o aumento do CVU neste gráfico, ao contrário do que vimos com a térmica inflexível na Figura IV. 7, implica em uma redução da RF, embora todas as curvas apresentadas também envolvam alguma geração inflexível. Isto ocorre porque estas curvas foram traçadas mantendo-se constante o ICB. Desta forma, a RF deve se ajustar, em cada nível de inflexibilidade considerado, para que o aumento do CVU não resulte em perda de competitividade, isto é, em aumento no ICB. Consequentemente, na Figura IV. 8, o preço do gás implícito no CVU não é o preço efetivamente pago pela térmica para o gás consumido. Veremos no Capítulo V, onde desenvolveremos o Modelo a partir do qual traçamos as curvas acima, que além do ICB ser o mesmo, a viabilidade da térmica também é mantida fixa em alguma TIR pré-estabelecida para o projeto. Desta forma, para cada curva da Figura IV. 8 traçaremos uma respectiva que determinará os diferentes preços do gás resultantes das combinação entre RF, CVU, ICB e inflexibilidade (ver Figura V. 5).

A análise dos gráficos acima procurou identificar de que forma a metodologia de cálculo atual do ICB incorre em viés em prol de térmicas flexíveis com alto CVU. Como vimos, o ICB estima os gastos do *pool* comprador com a RF, com os custos operacionais variáveis decorrentes do despacho acima da inflexibilidade operativa (COP) e com os gastos decorrentes da disponibilidade não utilizada (evitada) avaliados pelos CMO limitados ao PLD (CEC). Entretanto, no cálculo do ICB esses custos são ponderados – isto é, nivelados – pela garantia física atribuída aos empreendimentos, o que explica o viés de seleção.

A metodologia de cálculo da GF altera a competitividade das tecnologias. A GF das térmicas com CVU positivo, como visto, não é proporcional ao despacho esperado, atribuindo uma energia assegurada elevada mesmo para térmicas voltadas para *backup*. Este elevado divisor na razão custo-benefício do ICB, combinado com uma RF relativamente mais baixa, confere a essas térmicas mais competitividade vis-à-vis às térmicas voltadas para a geração na base. A GF atribuídas às demais tecnologias, por outro lado, é proporcional à geração esperada – considerando a disponibilidade declarada para as térmicas com CVU nulo e as heliotérmicas, o critério P90 para as eólicas e o critério P50 para as fotovoltaicas. Consequentemente, a GF não distorce a razão entre custos e benefícios dessas alternativas.

A Tabela IV. 1 apresenta um quadro comparativo entre os componentes do ICB para todas as tecnologias que competem por contratos de disponibilidade nos LEN. Além das diferenças entre os cálculos da GF já discutidas, são apresentadas as características dos termos RF, COP e CEC.

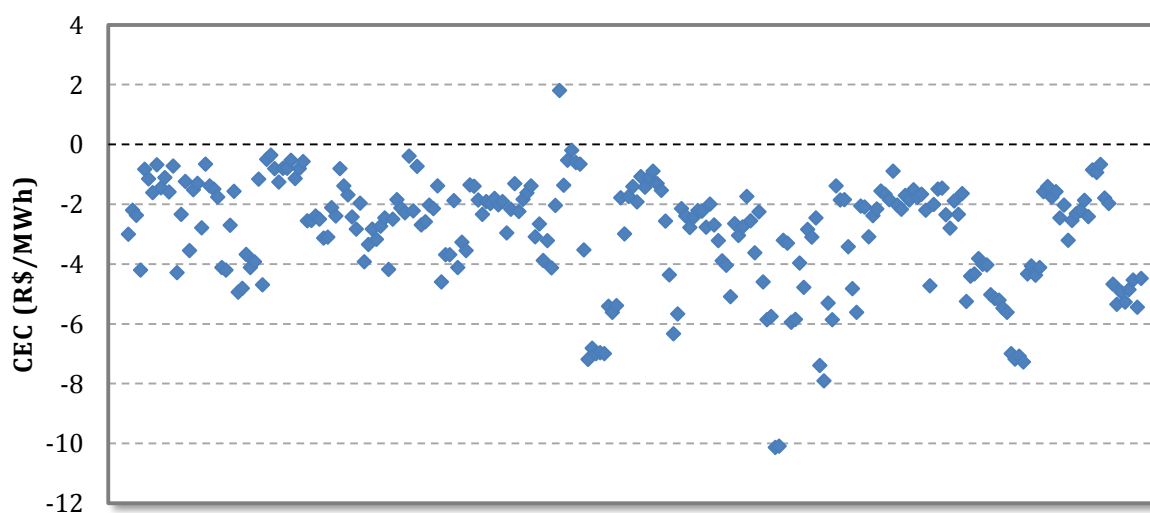
Tabela IV. 1 – Quadro Comparativo dos Componentes do ICB entre as Tecnologias

Tipo de Empreendimento	GF proporcional à geração?	RF	COP	CEC
Térmicas flexíveis com CVU positivo	não	baixa	+	- ou +
Térmicas inflexíveis com CVU positivo	não	média / alta	+	+
Térmicas inflexíveis com CVU nulo	sim	média / alta	nulo	-
Eólicas	sim (P90)	média / alta	nulo	-
Heliotérmica	sim	muito alta	nulo	nulo
Fotovoltaica	sim (P50)	muito alta	nulo	nulo

Fonte: Elaboração própria.

Como já foi visto, apenas as térmicas com CVU positivo, que possuem despacho variável, apresentam termo COP não nulo. Todas as demais tecnologias detêm geração inflexível e, portanto, não resultam em custos variáveis de operação. As térmicas despacháveis também apresentam, em geral, CEC positivo – apenas térmicas flexíveis com CVU reduzido, como nos mostra a Figura IV. 7, podem obter um somatório negativo para a parcela CEC. As térmicas inflexíveis com CVU nulo (biomassa) e as eólicas apresentam, em geral, o termo CEC negativo. A Figura IV. 9 nos mostra a dispersão dos valores da parcela CEC de todos os empreendimentos eólicos vencedores nos LEN já realizados. O termo CEC, expresso em R\$/MWh, foi obtido residualmente a partir de dados disponíveis da GF, da RF e do ICB, uma vez que o termo COP é nulo. Consequentemente, o cálculo do ICB torna essa tecnologia ainda mais competitiva vis-à-vis as demais alternativas.

FIGURA IV. 9 – Valores do CEC de Empreendimentos Eólicos Vencedores nos LEN



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (2014).

Deve-se ressaltar, entretanto, que os primeiros parques eólicos declararam um fator de capacidade superestimado, obtendo indevidamente uma parcela CEC nos leilões excessivamente negativa. A metodologia de cálculo da GF da eólica também elevou a sua competitividade nos leilões, uma vez que se considerava um nível de confiança na estimativa da geração de apenas 50% (P50), resultando em uma GF elevada e, conseqüentemente, em um reduzido ICB. A adoção do critério mais rigoroso P90, a partir de 2013, para o cálculo da geração esperada implícito na GF, reduziu o montante de disponibilidade apto a ser comercializado e a competitividade desses empreendimentos. (QUINTINO JR. et al., 2013).

Veiga (2009, p.11) observa que “é muito importante que os valores das parcelas COP e CEC do ICB sejam estimados da maneira mais realista e isonômica possível. Caso contrário, poderá haver um viés no ICB que favorece a contratação de usinas que, na vida real, poderão não ser as mais econômicas para o consumidor”. A magnitude dos termos COP e CEC resulta, em grande medida, das projeções dos futuros CMO do sistema. Depende, portanto, da expectativa para a oferta e a demanda futuras e da simulação operativa da operação ótima do parque hidrotérmico. A simulação do despacho futuro das centrais é realizada, pela EPE, sob o critério de 5% de déficit, mas não leva em conta a curva de aversão ao risco e tampouco um nível meta pré-estabelecido para os reservatórios. Isto é, a simulação realizada pela EPE é pouco aderente aos procedimentos operativos do ONS. Ademais, a oferta simulada considera toda a ampliação da capacidade instalada, que pode, por inúmeros razões, não se concretizar. Isto significa que a previsão dos CMO utilizada no cálculo do ICB é muito otimista, subestimando os futuros CMO do sistema. Conseqüentemente, como indica Veiga (2009, p. 24), “a frequência de acionamento das termelétricas na realidade provavelmente será mais elevada do que a estimada com as premissas do cálculo do ICB”. Mais ainda, “a diferença entre as frequências reais e as estimadas no cálculo do ICB é maior para as térmicas de CVU mais elevado”, acarretando em “viés a favor deste tipo de térmica”. Maurer e Barroso (2011) também alertam que o cenário de despacho excessivamente otimista do governo afeta artificialmente a competitividade dessas térmicas.

Para ilustrarmos como de fato isto ocorre, podemos comparar o ICB de térmicas vencedores com o ICB “efetivo” verificado após a entrada em operação. A Tabela IV. 2 lista todos os empreendimentos vencedores no 4º LEN A-3 realizado em 2007. Este certame é emblemático, pois apenas térmicas flexíveis movidas a óleo combustível com elevado CVU sagraram-se vencedoras. Podemos ver na tabela que o ICB médio desse leilão, ponderado pela energia contratada, foi de R\$ 134,70/MWh. Os mais de 1 GWmed de energia contratados passaram a estar disponíveis em 2010, mas duas térmicas tiveram suas outorgas revogadas.

Tabela IV. 2 – Empreendimentos Vencedores no 4º LEN A-3 (2007)

Empreendimento	Sub mercado	Potência	GF	Energia Contratada	ICB	RF	CVU	DISP
CAMPINA GRANDE	NE	164,2	123,6	119,0	132,83	62,25	494,00	157,69
GLOBAL I	NE	148,8	105,3	105,0	135,90	65,33	490,89	142,91
GLOBAL II	NE	148,8	109,3	109,0	135,90	65,29	490,89	139,99
ITAPEBI	NE	137,6	103,7	103,0	133,60	62,79	REVOGADA	
MARACANAU I	NE	162,3	122,9	119,0	133,13	62,70	479,16	149,65
MONTE PASCOAL	NE	137,6	104,8	104,0	132,80	62,26	REVOGADA	
NOVA OLINDA	N	165,0	120,8	120,0	136,00	64,89	493,98	152,12
TERMOCABO	NE	49,7	38,0	38,0	134,80	63,96	487,99	47,02
TERMONORDESTE	NE	170,8	123,8	123,0	135,97	65,20	490,73	155,82
TERMOPARAIBA	NE	170,8	123,9	123,0	135,92	65,14	490,73	155,82
TOCANTINOPOLIS	N	165,0	120,8	120,0	135,90	64,79	493,98	152,12
VIANA	SE	170,8	121,5	121,0	133,21	59,91	493,99	164,03
Total / Média		1.791,4	1.318,4	1.304,0	134,70	63,70		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (2014) e do ONS (2012b).

A partir desses dados, tendo como base o PLD médio mensal verificado nos respectivos submercados, publicado pela CCEE, podemos calcular o ICB anualizado efetivo dessas térmicas para o período de janeiro de 2010 a junho de 2014. O cálculo realizado seguiu a metodologia do ICB, considerando que a térmica entrou em operação apenas quando o CMO foi superior ao seu CVU. Portanto, não se levou em conta a geração efetiva, mas apenas o despacho por mérito. A geração média dessas térmicas no período em análise foi maior do que a considerada, tendo em vista os recorrentes despachos fora da ordem de mérito. Ademais, considerou-se a mesma receita fixa estabelecida no leilão.⁶⁸

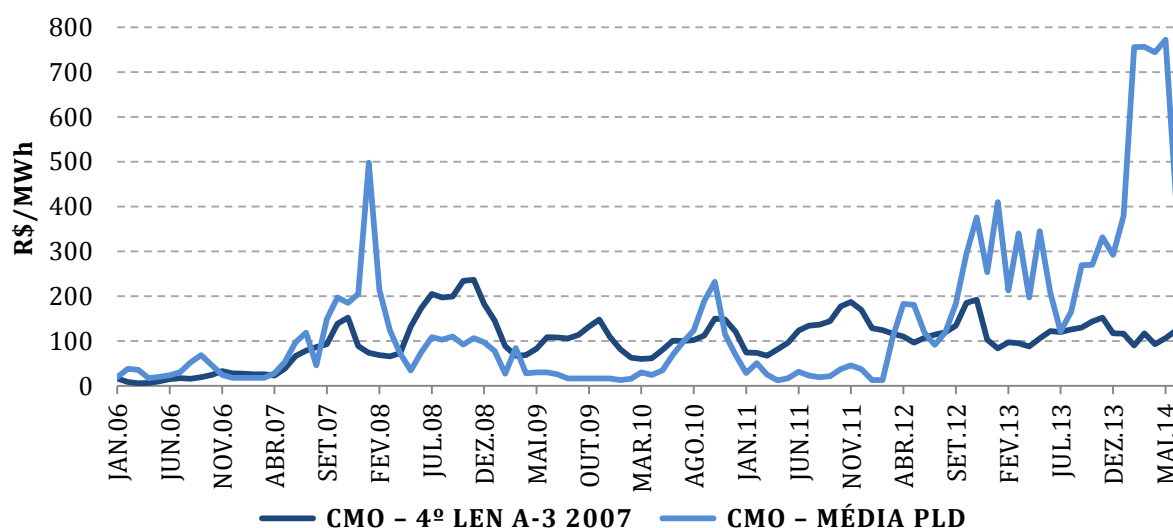
A Tabela IV. 3 apresenta os termos efetivos COP, CEC e ICB calculados, comparando-os com os valores do leilão. Podemos observar que o ICB efetivo verificado, em torno de R\$ 230/MWh, é bem superior (70%) ao ICB médio do certame. Esta discrepância é resultante da subestimação dos CMO utilizados no cálculo do ICB no leilão. A Figura IV. 10 apresenta os CMO médios mensais considerados no leilão e o PLD médio mensal efetivamente verificado, para o submercado nordeste, entre janeiro de 2006 e junho de 2010. Como podemos observar, embora o PLD tenha permanecido abaixo do CMO previsto em alguns períodos, a série realizada apresenta uma volatilidade muito maior e atinge valores muito mais elevados do que a média prevista, principalmente a partir de março de 2012.

⁶⁸ Rego (2012) também realiza um cálculo de ICB efetivo, mas despreza o termo CEC. Consequentemente, encontra valores subestimados. O cálculo aqui realizado também subestima o ICB efetivo ao desconsiderar despachos fora da ordem de mérito e ao não atualizar a receita fixa pelo IPCA.

Tabela IV. 3 – ICB do 4º LEN A-3 (2007) *versus* ICB Efetivo

Empreendimento	LEILÃO			EFETIVO				Δ% ICB
	RF	COP + CEC	ICB	COP	CEC	COP + CEC	ICB	
CAMPINA GRANDE	62,25	70,58	132,83	46,05	119,35	165,39	227,64	71%
GLOBAL I	65,33	70,57	135,90	48,67	114,85	163,52	228,85	68%
GLOBAL II	65,29	70,61	135,90	45,93	119,07	165,01	230,30	69%
MARACANAU I	62,70	70,43	133,13	42,63	122,56	165,19	227,89	71%
NOVA OLINDA	64,89	71,11	136,00	23,10	141,52	164,62	229,51	69%
TERMOCABO	63,96	70,84	134,80	44,12	121,47	165,59	229,55	70%
TERMONORDESTE	65,20	70,77	135,97	45,12	120,30	165,42	230,62	70%
TERMOPARAIBA	65,14	70,78	135,92	45,09	120,36	165,44	230,58	70%
TOCANTINOPOLIS	64,79	71,11	135,90	23,10	141,52	164,62	229,41	69%
VIANA	59,91	73,30	133,21	48,72	111,48	160,21	220,12	65%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (2014) e do ONS (2012b).

FIGURA IV. 10 – CMO Previsto *versus* PLD Verificado (média mensal, NE)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE e da EPE.

Devemos notar que o CEC é mais elevado do que o COP, efetivos, porque foi considerado apenas o despacho por mérito. Se considerarmos a geração efetiva, provavelmente o despacho fora da ordem de mérito por razões de segurança energética elevaria substancialmente o termo COP e reduziria o termo CEC, aumentando ainda mais o “ICB efetivo”. Por exemplo, se considerássemos um despacho hipotético contínuo para a térmica Campina Grande a partir de janeiro de 2013 até junho de 2014, permanecendo a geração por mérito para os demais períodos, o seu ICB efetivo se elevaria para R\$ 297/MWh, em consequência do aumento do COP para R\$ 209/MWh e da redução do CEC para R\$ 25/MWh. Podemos concluir, portanto, que os custos efetivos incorridos pelo *pool*

comprador com o parque térmico contratado, medidos pela própria métrica do ICB, são muito mais elevados do que o previsto no leilão. Se considerarmos o despacho efetivo, provavelmente a discrepância será ainda maior.

A divergência entre os procedimentos operativos do operador do sistema e as premissas do cálculo da EPE para os futuros CMO foi objeto de crítica do próprio ONS, que apontou para “a necessidade de que os cálculos do ICB reflitam os custos futuros que serão incorridos no atendimento do mercado de energia” (CHIPP, 2009, p. 6).

A necessidade de aprimoramento do ICB face ao seu viés de seleção também suscitou preocupação do Tribunal de Contas da União – TCU. Em sua auditoria sobre segurança energética, o TCU (2010, p. 49) também constatou que:

A viabilidade da forte presença da termelétrica a óleo combustível na ampliação da matriz de geração está associada à manutenção de níveis pluviométricos abundantes, os quais, caso não se concretizem, podem comprometer a modicidade tarifária que o setor tem almejado e, talvez, até a própria segurança ao exigir despachos mais constantes dessas UTE.

Em resposta a indagações do TCU (2010, p. 49) sobre a discrepância metodológica entre os procedimentos do ONS e as simulações da operação futura realizadas no planejamento da expansão, a EPE declarou que:

[a curva de aversão ao risco] foi criada como uma restrição operativa conjuntural, calculada considerando o próximo biênio e aplicada no ano seguinte, cujo objetivo é restringir o deplecionamento dos reservatórios a patamares críticos. Por princípio, nem o planejamento da expansão, nem o cálculo da Garantia Física devem considerar restrições conjunturais.

O TCU (2010) solicitou maiores esclarecimentos ao MME e a EPE sobre a possibilidade do ICB e de outros parâmetros utilizados poderem gerar distorções indesejáveis à expansão da matriz elétrica. Em seu relatório de monitoramento da auditoria em execução, o TCU (2014, p. 4) declarou que:

o MME considera que o ICB e demais variáveis utilizadas para parametrizar o preço da disponibilidade de energia são adequados para selecionar empreendimentos com diferentes tecnologias e, portanto, não produzem distorções na matriz de geração de energia elétrica brasileira. De acordo com o Ministério, a atividade de geração é por conta e risco do gerador, o que permite que optem por informar custo fixo e variável como melhor lhes convier, pois as consequências dessa decisão serão de sua exclusiva responsabilidade.

A EPE, por sua vez, informou ao TCU (2010, pp. 48-49) que “nos últimos leilões de compra de energia nova, com intuito de aperfeiçoar a contratação de usinas termelétricas, estabeleceram-se limites máximos para Custo Variável Unitário – CVU dessas usinas, parâmetro fundamental para a definição do ICB”.

O TCU (2014, p. 4) considerou as justificativas apresentadas insatisfatórias, tendo em vista o oneroso parque térmico contratado, propondo que “a luz dos resultados dos últimos leilões de energia, seja realizada fiscalização no MME e EPE, com o objetivo de examinar o cálculo do ICB e seu reflexo na atual matriz de geração elétrica do País”.

De fato, como observa Rego (2012, p. 144), “a forma pela qual a EPE encontrou de reduzir a participação de termelétricas de maior custo variável nos leilões, foi a de proibi-las de participar”. Como a própria EPE informou ao TCU, a proibição ocorreu via limites ao CVU máximo permitido para as fontes térmicas. Como podemos observar na Tabela IV. 4, inicialmente não havia limite algum para o CVU. A partir de 2006 estabeleceu-se um teto equivalente ao PLD máximo, reduzindo-o para uma fração menor nos anos seguintes. De 2009 em diante, o limite, não mais vinculado ao PLD, foi reduzido sucessivamente até 2013, quando atingiu o valor de R\$ 100/MWh. Este valor de CVU, no entanto, não apenas inviabiliza térmicas movidas a óleo e diesel, como também compromete significativamente a competitividade de térmicas a gás. Porém, desde então, o valor máximo do CVU é expandido a cada leilão, alcançando R\$ 250/MWh no 20º LEN A-5 de 2014.

Tabela IV. 4 – Evolução do Limite ao CVU das Termelétricas nos Leilões

Leilões	Máximo CVU permitido	PLD Máximo	Limite em relação ao PLD
Leilões 2005	Ilimitado	R\$ 507,28/MWh	-
Leilão JUN/2006	Ilimitado	R\$ 515,80/MWh	-
Leilão OUT/2006	PLD máximo	R\$ 515,80/MWh	100%
Leilões 2007	50% do PLD máximo = R\$ 267,15/MWh	R\$ 534,30/MWh	50%
Leilões 2008	44% do PLD máximo = R\$ 250,61/MWh	R\$ 569,59/MWh	44%
Leilões 2009	R\$ 200/MWh	R\$ 633,37/MWh	32%
Leilões 2010	R\$ 200/MWh	R\$ 622,21/MWh	32%
Leilões AGO/2011	R\$ 150/MWh	R\$ 689,18/MWh	22%
Leilão DEZ/2011	R\$ 100/MWh	R\$ 689,18/MWh	15%
Leilão DEZ/2012	R\$ 100/MWh	R\$ 727,52/MWh	14%
Leilões AGO e NOV/2013	R\$ 105/MWh	R\$ 780,03/MWh	13%
Leilão DEZ/2013	R\$ 110/MWh	R\$ 780,03/MWh	14%
Leilão JUN/2014	R\$ 150/MWh	R\$ 822,83/MWh	18%
Leilão SET/2014	R\$ 250/MWh	R\$ 822,83/MWh	30%

Fonte: Atualização da tabela apresentada por Rego (2012, p. 145), considerando as seguintes Portarias do MME: n^{os} 136/2012, 137/2013, 226/2013, 300/2013, 34/2014 e 169/2014.

Podemos concluir que inúmeros parâmetros, muitos discricionários, afetam o cálculo da competitividade (ICB) das tecnologias, dentre eles: a esperança dos futuros CMO; a

metodologia de cálculo da GF; o limite ao CVU; e o nível máximo de inflexibilidade permitido. Ademais, além da própria definição de quais fontes podem se habilitar, o preço-teto dos produtos (quantidade e disponibilidade) é outra variável determinante para a competição no leilão. Tendo em vista tamanho grau de discricionariedade, Martins (2008, p.53) advoga que “a competição estabelecida nos leilões de energia nova é uma competição endógena às escolhas do regulador”, no sentido de que a escolha dos projetos mais “competitivos” é realizada após a calibragem da metodologia às preferências do planejador.

Sob esta perspectiva, Martins (2008, p. 54) questiona “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”. A sua sugestão é que o governo defina *a priori* o perfil tecnológico ótimo para a expansão da matriz e, em seguida, realize um leilão para selecionar os empreendimentos mais competitivos.

Porém, ainda assim, subsiste o principal desafio a ser enfrentado na expansão do parque gerador: *a escolha tecnológica*. O que nos permite concluir que o viés de seleção do ICB não é o problema *per se*, mas apenas encobre a real questão a ser transposta: qual método comparativo e critério de seleção são os mais adequados para comparar e selecionar as tecnologias mais eficientes? A próxima seção busca contextualizar o ICB na discussão de escolhas tecnológicas.

IV. 5 – ICB *versus* LOCE, LACE e Portfólios Eficientes

O método comparativo desenvolvido há dez anos pelo Brasil, utilizado na definição da expansão não-hídrica de seu parque gerador, apresenta muitas semelhanças com o aprimoramento sugerido recentemente pela EIA à escolha de alternativas pelo menor custo nivelado. A sugestão de superar as limitações intrínsecas do LCOE à comparação entre tecnologias de geração essencialmente distintas (despacháveis *versus* intermitentes), através da consideração dos benefícios da implantação do projeto em análise, está conceitualmente contida na metodologia do ICB. Como vimos, a proposta de confrontar o LACE com o LCOE e selecionar a tecnologia que, em uma dada região e momento, apresenta a menor diferença, significa escolher a melhor relação benefício-custo. O Índice brasileiro não apenas seleciona as tecnologias através da menor razão custo-benefício, como também abrange, de certa forma, a noção de custos evitados.

Interessante notarmos, primeiramente, que a intermitência sempre esteve presente no sistema elétrico brasileiro. A operação e a expansão do parque gerador foram guiadas tendo em vista a variabilidade futura das afluições e as suas consequências para o suprimento de energia. Isto explica porque desenvolvemos um índice próprio para compararmos as alternativas complementares à expansão hídrica que procura contrastar custos e benefícios. Pode-se argumentar, portanto, que o ICB contornou precocemente as falhas da análise restrita ao menor custo nivelado porque a escolha tecnológica historicamente predominante no Brasil sempre envolveu intermitência. Em contraste, para as matrizes convencionais fóssil-nuclear-intensivas, baseadas em tecnologias despacháveis movidas por fontes primárias firmes e estocáveis, esta questão é relativamente nova. Com a penetração das renováveis, a intermitência torna-se um problema relevante e desafiador, evidenciando as limitações da tradicional escolha pelo menor custo nivelado.

Com a maior diversidade das tecnologias de geração, a heterogeneidade do produto energia elétrica tornou-se mais evidente. No contexto de alternativas renováveis intermitentes, é crucial para a análise de competitividade e viabilidade considerar, de algum modo, o valor da energia gerada, como indica Joskow (2011). É para esta direção que aponta a proposta do LACE de estimar o custo evitado com a introdução da nova planta, tendo como base alguma previsão para os futuros custos marginais de operação.

O cálculo do ICB é realizado exatamente a partir de uma previsão dos futuros CMO do sistema, derivados de cenários hidrológicos equiprováveis. O benefício, no entanto, não é definido como o custo evitado pelo despacho da nova capacidade, mas é expresso pela garantia física do empreendimento. Desta forma, o benefício no cálculo do ICB é a energia assegurada pela disponibilidade futura da planta, já que deslocar o despacho hídrico é *a priori* indesejável, pois na margem implica em gastos com combustíveis e em desperdício com vertimentos de ENA. Porém, o ICB compreende o deslocamento da geração hidráulica como benéfico quando ocorre nos períodos de escassez de água, ou seja, quando a geração da fonte em análise é complementar ao regime hídrico – como se verifica com a eólica e com o bagaço de cana. Em cenários com altos CMO, uma geração esperada elevada da capacidade a instalar implica em séries de CEC negativa. Como este termo é parte integrante dos custos, valores negativos correspondem a benefícios para o sistema, aumentando a competitividade da planta. Em outras palavras, a capacidade instalada sob a lógica da disponibilidade também traz benefícios quando complementa o despacho hídrico, capturado pelo termo CEC.

Devemos observar que o termo CEC procura quantificar o custo para o *pool* comprador da disponibilidade contratada e não utilizada: a diferença entre a GF do empreendimento e a

sua máxima disponibilidade esperada, avaliada pelo PLD do cenário. Quando a geração é inferior à energia assegurada, o CEC é positivo, representando um custo: o *pool* gera a energia contratada para estar disponível com outra fonte, tipicamente hídrica. Trata-se, neste sentido, de um “*custo evitado às avessas*”, pois o custo evitado calculado não se refere ao deslocamento (indesejável) do despacho hídrico, mas sim ao custo de se evitar o despacho da própria planta, precificando a futura capacidade ociosa da potência a instalar pelo custo marginal de operação do sistema, limitado ao PLD. Na prática, é o despacho hídrico menos custoso que desloca a geração da planta em análise, voltada em geral para *backup*. Alternativas inflexíveis, sob esta perspectiva, apenas são desejáveis se forem complementares ao regime hídrico e implicarem em custos variáveis de operação nulo ou desprezíveis (biomassa e eólica). Assim, quando a geração é superior à energia assegurada, o CEC é negativo, representando um benefício a mais para o sistema. No entanto, a dimensão desse benefício restringe-se a diferença entre a geração efetiva e a energia assegurada contratada.

O ICB, portanto, se aproxima muito da análise de melhor benefício-custo proposta pelo confronto LACE-LCOE, embora tenha adaptado a ideia de custos evitados às peculiaridades de seu sistema predominantemente hídrico. Já o cálculo dos custos das alternativas, para as térmicas com CVU positivo, não nivela os custos fixos e variáveis pela geração esperada da planta, como o método do LCOE preconiza. Como visto, a garantia física atribuída a esses empreendimentos é pouco sensível à expectativa de despacho, dando maior peso à contribuição da capacidade instalada. A ideia implícita no cálculo da GF que pondera os custos das térmicas despacháveis é que o seu benefício (a própria GF) para o sistema deriva da sua “disponibilidade firme”. Como observa D’Araujo (2009), no sistema predominantemente hídrico brasileiro com grande capacidade de armazenagem das aflúncias, térmicas mesmo desligadas permitem uma administração menos conservadora da reserva hídrica, aumentando a quantidade de energia firme do sistema.

Desenvolvido para comparar alternativas contrastando custos e benefícios, o ICB levou em conta o perfil do parque gerador instalado, favorecendo tecnologias complementares ao despacho hídrico. Neste sentido, pode-se dizer que a noção de portfólio esteve presente na lógica de seleção do ICB.

Entretanto, a sinergia entre térmicas flexíveis e reserva hídrica diminui a cada ano com a perda gradual de regularização dos reservatórios. Sob esta “nova” perspectiva operativa, o ICB incorreu em viés de seleção, como discutido anteriormente, ao favorecer alternativas que não se revelaram ótimas sob o ponto de vista da modicidade tarifária e da garantia de

suprimento. Neste sentido, o ICB não acompanhou a evolução do portfólio eficiente desejável para o parque gerador brasileiro.

Na seção anterior procurou-se apontar inúmeras falhas da metodologia atual do ICB, em consonância com a análise crítica de Martins (2008), Veiga (2009), Chipp (2009), TCU (2010 e 2014), Maurer e Barroso (2011) e Rego (2012). É consensual nessa literatura a inadequação da matriz térmica selecionada pelo ICB sob a ótica da modicidade tarifária e da garantia de suprimento. Embora a partir de 2010 o ICB tenha possibilitado grande penetração da eólica a preços módicos, o que ainda persiste como um grande desafio para inúmeros outros países, o parque térmico contratado revelou-se nos últimos anos equivocado. Além de impor custos exorbitantes aos consumidores quando despachado, a geração cada vez mais recorrente aponta para a necessidade crescente de térmicas inflexíveis voltadas para a base, em substituição ao despacho hídrico. Neste cenário, o gás natural é o energético mais indicado em termos de eficiência e de menor emissão de carbono dentre as alternativas fósseis, razão pela qual iremos identificar a sua competitividade no âmbito dos LEN no próximo capítulo.

Enquadrar o ICB na discussão de escolhas tecnológicas é relevante para se viabilizar os aprimoramentos necessários na rota de expansão do parque gerador brasileiro. Uma vez consolidada a crítica à metodologia atual do ICB, novos estudos devem se orientar para propostas de aprimoramentos, sob a luz da análise de escolhas tecnológicas. Abandonar o ICB como um indicador de competitividade e viabilidade não resolve o principal problema atual enfrentado pelos formuladores de política energética: como comparar as inúmeras tecnologias disponíveis para selecionar o *mix* mais adequado à expansão da matriz? É preferível desenvolver métodos comparativos e critérios de seleção que sejam capazes de indicar rotas eficientes, guiadas por indicadores econômicos, a apostar em políticas discricionárias pautadas por regras *ad hoc*.

Neste sentido, tendo em vista a vasta gama de possíveis tecnologias aptas a participarem do *mix* gerador, a literatura de portfólios eficientes pode contribuir para a construção de mecanismos de comparação e seleção eficientes. Com o seu principal *insight* de considerar os riscos globais do portfólio, pode-se maximizar a sinergia entre as tecnologias. Torna-se cada vez mais evidente a necessidade de se agregar as noções de risco e de portfólio à análise de custos e benefícios, alcançando mecanismos capazes de indicar diferentes combinações ótimas de custos, benefícios e riscos. Para tanto, teremos novamente que levar em conta as nossas singularidades, adaptando a noção de risco usualmente considerada na literatura de portfólios. Mais do que o risco da oscilação dos preços dos combustíveis, o risco de déficit pela intermitência hídrica e eólica terá que ser computado na análise de forma endógena.

CAPÍTULO V – MODELO DE COMPETITIVIDADE E VIABILIDADE DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL NO BRASIL (GEE-GAS-POWER)

Os capítulos anteriores evidenciaram a necessidade cada vez mais premente de viabilizar térmicas voltadas para a geração na base. O gás natural se apresenta como o energético mais indicado para expandir o parque térmico brasileiro, por inúmeras razões já salientadas. Dentre as opções fósseis, é o combustível menos poluente, contribuindo para o controle das emissões de gases de efeito estufa. As térmicas a gás de ciclo combinado são eficientes, se adequam a escalas reduzidas e seus módulos podem ser construídos em pouco tempo e de forma independente. Essas térmicas são despacháveis e podem entrar em operação com suas disponibilidades máximas em pouco tempo, muito mais rapidamente do que as movidas a carvão ou nucleares. Por outro lado, como vimos, podem atender a base da carga a preços bem menores do que o preço médio do atual parque térmico em operação, contribuindo para a modicidade tarifária. Em suma, além de se constituírem como importante *backup*, as térmicas a gás se configuram como candidatas favoritas a substituírem parte do despacho hídrico na base da geração, estancando a perda de regularização dos reservatórios.

O presente capítulo apresenta o Modelo de Competitividade e Viabilidade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil – Modelo GEE-GAS-POWER (Modelo), desenvolvido para investigar o preço máximo do gás natural que a térmica pode pagar ao *upstream*, considerando o atual contexto de leilões de energia nova e a metodologia de cálculo do ICB. Por esta perspectiva, os valores de gás encontrados pelo Modelo garantem uma remuneração mínima pré-estabelecida à térmica e repassam toda a margem disponível para o *upstream*, de modo a potencializar a monetização dos recursos.

Primeiramente apresentaremos o Modelo e a sua operacionalização. Em seguida, investigaremos o desempenho competitivo das térmicas a gás que já se sagraram vencedoras e analisaremos os últimos leilões de energia nova realizados em 2013 e 2014. A partir desta análise, calibraremos o modelo com um cenário-base, determinando níveis de competitividade e viabilidade para descobrir o preço do gás. Por fim, utilizaremos este cenário-base como referência em inúmeras investigações sobre a sensibilidade do preço do gás natural pago ao *upstream* a variações de diversos parâmetros determinantes, indicando valores prováveis para a sua monetização no médio prazo.

V. 1 – Objetivo e Estrutura do Modelo

O objetivo primordial do Modelo de Competitividade e Viabilidade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil – Modelo GEE-GAS-POWER (Modelo), desenvolvido pelo autor, é investigar o preço do gás natural pago ao *upstream* pela termelétrica para dado níveis de competitividade e viabilidade determinados. O Modelo se insere no contexto dos Leilões de Energia Nova (LEN), mas também considera a possibilidade de comercializar parte da energia no mercado livre. Neste sentido, a competitividade da térmica é expressa pelo Índice Custo Benefício (ICB) e a viabilidade é traduzida pela taxa interna de retorno (TIR) do projeto. O preço do gás natural não inclui os gastos com o transporte até a térmica, que podem ser relevantes para a monetização de gás não-convencional *onshore*, visto que geralmente envolvem a produção de inúmeros poços dispersos em regiões geográficas com parca ou inexistente infraestrutura.

O Modelo se estruturou a partir do estudo da sistemática dos LEN e da metodologia de cálculo do ICB. Como vimos nos capítulos anteriores, a térmica estabelece o custo variável unitário (CVU) e o nível de inflexibilidade antes de participar do leilão. Ao longo do certame, apenas a receita anual fixa querida (RF) se ajusta face à redução gradual do ICB a cada rodada, uma vez que a parcela da energia habilitada destinada ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é estabelecida na rodada inicial e a garantia física (GF) do empreendimento é definida pelo MME antes do leilão:

$$\Delta \text{ICB} \cong \frac{\Delta \text{RF}}{\text{QL} \times 8.760} + \left(\frac{\text{COP} + \text{CEC}}{\text{GF} \times 8.760} \right)$$

O decréscimo gradual do ICB representa, portanto, uma redução na RF, uma vez que a quantidade ofertada não pode mais ser alterada e os demais parâmetros do cálculo do ICB já estão determinados. Desta forma, o Modelo foi construído de modo a permitir que variações na RF não alterem parâmetros pré-estabelecidos – como o CVU e a inflexibilidade – ou conceitualmente invariáveis – como gastos com o investimento inicial –, alcançando, assim, grande aderência à sistemática dos LEN.

Inicialmente, devemos calibrar o Modelo com parâmetros técnicos do empreendimento: potência – POT (MW); fator de capacidade – FCMÁX (%); taxa esperada de indisponibilidade forçada – TEIF (%); taxa de indisponibilidade programada – IP (%); e *heat rate* – HR (%). Com estes dados, o Modelo calcula a disponibilidade máxima – DISP (MWmed) e a eficiência (%) da térmica da seguinte forma:

$$\text{DISP} = \text{POT} \times \text{FCMÁX} \times (1 - \text{TEIF}) \times (1 - \text{IP})$$

$$\text{Eficiência} = \frac{1.000}{0,293 \times \text{HR}}$$

Em seguida, determinamos valores para os custos de: investimento inicial (US\$/KW instalado); operação e manutenção fixo – $O\&M_{\text{Fixo}}$ (US\$/KWh/ano); e operação e manutenção variável – $O\&M_{\text{Variável}}$ (US\$/MWh). Uma taxa de câmbio – E (R\$/US\$) deve ser fixada para convertermos estes valores em reais. Como o preço do gás também é expresso em dólares, a taxa de câmbio afeta significativamente a viabilidade e a competitividade da térmica.

O CVU, declarado pela térmica antes da definição da receita fixa, pressupõe algum preço para o gás natural. Não necessariamente este valor implícito corresponde ao preço efetivo do gás pago pela térmica, pois outros fatores afetam o fluxo de caixa do projeto e, conseqüentemente, determinam o quanto poderá ser destinado à monetização do gás. Devemos ressaltar que esta perspectiva privilegia a monetização do gás em detrimento da maximização da rentabilidade da térmica, que se limita a um dado nível desejado pré-estabelecido. Neste sentido, toda a margem disponível é repassada para o preço do gás pago ao *upstream*. Deste modo, considerando um preço de gás para o CVU pré-estabelecido ($P_{\text{GN-CVU}}$), sem o confundir com o preço de gás pago efetivamente pela térmica, podemos proceder ao cálculo do CVU (R\$/MWh) da seguinte forma:

$$\text{CVU} = \left(P_{\text{GN-CVU}} \times E \times \frac{\text{HR}}{1.000} \right) + O\&M_{\text{Variável}} \times E$$

O CVU declarado, portanto, é construído no modelo a partir de um valor implícito para o gás natural, considerando a eficiência da térmica (HR), os gastos com O&M variável e uma dada taxa de câmbio (E).

Embora a operação efetiva do SIN estabeleça *ex ante* o CMO de cada submercado para cada semana operativa, o cálculo do ICB é realizado apenas para cada mês simulado. Isto é, o ICB considera de forma simplificada apenas um CMO em cada cenário mensal analisado, de tal forma que, seguindo a ordem de mérito, ou a térmica despacha a sua disponibilidade (se o seu CVU for inferior ao CMO) ou despacha a sua inflexibilidade (se o seu CVU for superior ao CMO) durante todo o mês – o que na prática não necessariamente ocorre. Cabe ressaltar que a inflexibilidade – $\text{INFLEX}_{\text{MW}}$ (MWmed) é calculada sobre a disponibilidade máxima da térmica. Assim, obtemos a geração – GERA (MWh) prevista para cada um dos 120.000 cenários estudados:

$$\text{GERA} = \begin{cases} \text{DISP}, & \text{se } \text{CMO} \geq \text{CVU} \\ \text{INFLEX}_{\text{MW}}, & \text{se } \text{CMO} < \text{CVU} \end{cases} \quad \text{onde } \text{INFLEX}_{\text{MW}} = \text{INFLEX}_{\%} \times \text{DISP}$$

Do ponto de vista metodológico, a grande dificuldade reside no cálculo da garantia física (GF) da termelétrica, a energia assegurada efetivamente disponível ao *pool* comprador. A GF é atribuída à térmica por Portaria do MME, antes do leilão. Seu cálculo depende de fatores técnicos declarados – como potência, disponibilidade, nível de inflexibilidade e CVU –, e também de fatores estocásticos – os CMO futuros para cada um dos 2.000 cenários hidrológicos mensais considerados no cálculo do ICB. Como visto, a GF é determinada pelos modelos de otimização do despacho futuro do sistema, considerando o parque existente e os possíveis empreendimentos futuros habilitados no leilão. Após simular a operação ótima do parque hidrotérmico, fatores endogenamente calculados repartem a garantia física entre os blocos de usinas hidrelétricas e termelétricas, que finalmente é distribuída entre os empreendimentos. Ou seja, o procedimento seguido não calcula a GF individualmente para cada empreendimento, mas reparte a garantia física do parque termelétrico entre as usinas selecionadas na simulação. Por este motivo, dado a impossibilidade de obtermos um valor exato para a GF exclusivamente a partir de parâmetros técnicos estabelecidos e da utilização da série futura dos CMO disponibilizada, estimamos uma regressão com valores observados de outras térmicas já leiloadas, introduzindo parâmetros preditos na engrenagem do Modelo. Este procedimento segue a mesma solução adotada por Martins (2008), que rodou a seguinte regressão em seu estudo:

$$\frac{GF}{DISP} = \beta_0 + \beta_1 \times CVU + \varepsilon$$

Acrescentamos a esta regressão uma *dummy* para a inflexibilidade, de tal forma que a variável “D_{INFLEX}” é igual a um, se a térmica possui algum grau de inflexibilidade; ou igual a zero, caso contrário. Assim, consolidamos uma base de dados, apresentada em Anexo, para estimarmos a GF através da seguinte regressão:

$$\frac{GF}{DISP} = \beta_0 + \beta_1 \times CVU + \beta_2 \times D_{INFLEX} + \varepsilon$$

A tabela V. 1 reporta os resultados obtidos. Todos os parâmetros estimados são estatisticamente significativos para níveis de significância de 1%. Como esperado, quanto maior o CVU, menor a garantia física predita (\widehat{GF}), uma vez que o β_1 encontrado é negativo. Para cada aumento de R\$ 1/MWh no CVU, a relação GF/DISP se reduz em 0,028 pontos percentuais. Como a regressão modela o impacto da flexibilidade da térmica com uma *dummy*, a GF estimada é insensível ao nível de inflexibilidade. A opção por um algum grau de despacho inflexível eleva a razão GF/DISP em 14,55 pontos percentuais.

Tabela V. 1 – Resultado da Estimação da Garantia Física

Variável dependente: GF/DISP

	Coefficiente	Erro Padrão^a	Razão-t	P-valor
Constante	0,872077	0,041594	20,97	0,00
CVU	-0,000282085	0,00006	-4,53	0,00
D_{INFLEX}	0,145597	0,03729	3,904	0,00

57 observações | $\bar{R}^2 = 0,4132$ | /a Robusto à heterocedasticidade

Este resultado revela que a GF das térmicas é pouco sensível a variações do CVU e, conseqüentemente, não é proporcional à geração esperada. Como foi visto no capítulo anterior, essa desproporcionalidade resultou em viés de seleção do ICB em prol de térmicas flexíveis com elevado CVU.

Desta forma, utilizando os parâmetros estimados ($\hat{\beta}_0$, $\hat{\beta}_1$ e $\hat{\beta}_2$), determinando o CVU, a disponibilidade e se a térmica é inflexível ou não, somos capazes de estimar o valor da garantia física:

$$\widehat{GF} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times CVU + \hat{\beta}_2 \times D_{INFLEX}) \times DISP$$

A estimação da garantia física é crucial para o Modelo, pois torna endógeno o cálculo de todos os termos do ICB. Uma vez estimada a GF, dado um nível de consumo interno e perdas na Rede Básica – PERDAS (%), podemos determinar a energia contratável, que poderá ser efetivamente negociada em lotes no leilão (QL) e parte destinada ao ACL (E_{ACL}):

$$\text{Energia Contratável} = GF \times (1 - \text{PERDAS}) = QL + E_{ACL}$$

A partir do CVU e de um nível de inflexibilidade pré-estabelecidos, declarados antes do leilão, o Modelo calcula os componentes COP e CEC do ICB, seguindo a metodologia detalhada no capítulo anterior para os empreendimentos termelétricos com CVU positivo.

Tendo em vista a sistemática dos LEN, apresentada no Capítulo III, a modelagem da RF foi construída de modo a permitir alterações em seus valores sem implicar em variações em parâmetros já definidos ou invariáveis. Conceitualmente, a RF (R\$/ano) deve cobrir todos os custos fixos da térmica e remunerar o capital investido, incluindo os gastos com O&M e combustível incorridos com a geração inflexível. Esta receita deve ser suficiente, portanto, para gerar o retorno esperado para o projeto ao longo de todo o período contratual, seja qual

for o despacho efetivo, uma vez que a operação variável deverá ser coberta pelo CVU.⁶⁹ O Modelo calcula a receita anual fixa querida (R\$/ano) da seguinte forma:

$$RF = [\text{Remuneração } K + O\&M_{\text{Fixo}} + (QL \times \text{INFLEX}_{\%} \times 8.760 \times \text{CVU})] + \text{encargos}$$

A parcela de remuneração do capital (K) foi o artifício encontrado para alterarmos o valor da receita fixa sem modificarmos os demais parâmetros já estabelecidos. Este termo corresponde ao pagamento anual do investimento ao longo do tempo, para uma dada taxa de remuneração do capital investido. Esta taxa, no entanto, não se confunde com a taxa interna de retorno do projeto ou com qualquer outra que represente o custo efetivo do capital investido. Ela apenas dimensiona o tamanho da parcela variante que ajusta o valor da receita fixa. Com esta modelagem alcançamos grande aderência à sistemática dos LEN.

Os outros componentes do cálculo da RF são o custo anual de O&M fixo e os gastos anuais com a geração inflexível, avaliados pelo CVU declarado, isto é, cobrindo combustível e despesas de O&M. Mais uma vez, utilizamos um preço de gás implícito, o mesmo utilizado no cálculo do CVU (P_{GN-CVU}), que não deve ser confundido com o preço do gás efetivamente pago ao *upstream*.

O Modelo também calcula e adiciona à composição da RF os encargos que incidem sobre o faturamento da térmica, são eles: a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST); a Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica – TFSEE; a contribuição à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; e o gasto obrigatório em Pesquisa e Desenvolvimento de 1% da receita bruta.

A RF utilizada no cálculo do ICB não é a potencial receita da térmica. Além de poder destinar parte da energia contratável ao mercado livre, a térmica ainda é remunerada pela sua geração flexível. Como a geração futura da térmica é desconhecida, pois o seu despacho é definido pelo ONS e depende substancialmente da variabilidade estocástica hídrica, a sua receita efetiva é, portanto, incerta.

Desta forma, utilizando as 2.000 séries mensais de CMO, que refletem os cenários hidrológicos para cada um dos sessenta meses projetados, e considerando o CVU estabelecido, o Modelo calcula uma probabilidade de despacho acima da inflexibilidade (α). Esta probabilidade endógena, que se traduz em uma receita anual futura esperada resultante

⁶⁹ A RF e os custos de operação e manutenção firmados no leilão são reajustados pelo IPCA. O preço do gás natural pode ser indexado, por sua vez, ao Brent ou ao Henry Hub. O Modelo, no entanto, não considera a indexação no fluxo de caixa projetado, optando por trabalhar com valores reais e evitando possíveis distorções na utilização de projeções dos índices. Para maiores detalhes sobre a indexação do preço do combustível e da parcela de O&M, ver Portaria do MME nº 42/2007.

da operação variável da térmica, adicionada à RF no fluxo de caixa projetado, é calculada da seguinte forma:

$$\alpha = \begin{cases} 0\%, & \text{se } \text{INFLEX}_{\%} = 100\% \\ \left(\frac{\sum_{i=1}^{60} \sum_{j=1}^{2.000} \text{GERA}_{i,j}}{i \times j} \right) - \text{INFLEX}_{\text{MW}} \\ \frac{\quad}{(1 - \text{INFLEX}_{\%}) \times \text{DISP}}, & \text{se } 0\% \leq \text{INFLEX}_{\%} < 100\% \end{cases}$$

Entretanto, como foi abordado anteriormente, a série de CMO disponibilizada pela EPE é subestimada. Por este motivo, o Modelo permite determinar uma probabilidade de despacho exógena (λ) a ser considerada no cálculo da receita futura, ao invés da probabilidade endógena (α) dada pela série de CMO. Mas é importante frisar que o cálculo do ICB permanece determinado invariavelmente pela probabilidade endógena, isto é, a competitividade não é afetada. Já o consumo de gás esperado se altera com a modulação entre as probabilidades de despacho acima da inflexibilidade endógena ou exógena, alterando o fluxo de caixa projetado e, conseqüentemente, a viabilidade da térmica. O Modelo calcula os consumos de gás natural esperados, expressos em m³/dia, considerando a probabilidade de despacho acima da inflexibilidade endógena (CGN_{α}) ou a probabilidade exógena (CGN_{λ}), da forma que se segue:

$$\text{CGN}_{\alpha} = \left\{ \frac{\sum_{i=1}^{60} \sum_{j=1}^{2.000} \text{GERA}_{i,j}}{i \times j} \times 8.760 \right\} \times \frac{\text{HR}}{1.000} \times \frac{28,26}{365}$$

$$\text{CGN}_{\lambda} = \{ \text{DISP} \times 8760 \times [\text{INFLEX}_{\%} + \lambda \times (1 - \text{INFLEX}_{\%})] \} \times \frac{\text{HR}}{1.000} \times \frac{28,26}{365}$$

O consumo de gás depende, evidentemente, da eficiência da térmica (HR). O termo 28,26/365 é multiplicado para convertermos MMBtu/ano para m³/d. O consumo derivado da probabilidade endógena (CGN_{α}) considera a geração média esperada nos cinco anos analisados no ICB, dado o CVU estabelecido. Já o consumo derivado da probabilidade exógena (CGN_{λ}), calcula a geração esperada considerando a inflexibilidade e a expectativa de despacho acima desta com a probabilidade exógena λ . Por exemplo, se a inflexibilidade for de 50% e o despacho variável tiver probabilidade de 40%, espera-se uma geração de 70% da disponibilidade anual da térmica.

Deste modo, a receita futura esperada com o despacho flexível depende de qual probabilidade é considerada (α ou λ). Além da expectativa de receita com o despacho flexível, remunerada pelo CVU estabelecido, a térmica pode obter uma receita com a venda de energia no mercado livre (E_{ACL}), dado um preço esperado para o quilowatt-hora comercializado

($P_{E_{ACL}}$). Ambas as receitas são adicionadas à RF para projetar no fluxo de caixa do projeto uma potencial receita anual bruta esperada – RB (R\$/ano) para o período contratual analisado:

$$RB = RF + [DISP \times (1 - INFLEX_{\%}) \times \theta \times CVU \times 8.760] + [E_{ACL} \times P_{E_{ACL}} \times 8.760]$$

$$\text{onde } \theta = \begin{cases} \alpha, & \text{se a probabilidade endógena é considerada} \\ \lambda, & \text{se a probabilidade exógena é considerada} \end{cases}$$

Devemos ressaltar que o Modelo projeta uma única receita bruta anual – resultante da RF, da receita com a operação variável e de eventuais ganhos com a comercialização de energia no ACL – para todo o período contratual projetado. Assim, seja qual for a probabilidade de despacho acima da inflexibilidade presumida no cálculo, considera-se, por mera simplificação, que a geração anual esperada se mantém constante em todo o período e que o preço da energia comercializada no mercado livre não se altera.

Ao projetar a RB no fluxo de caixa, o Modelo se direciona para o cálculo da viabilidade da térmica, uma vez que os parâmetros determinantes do cálculo do ICB já estão definidos. Para tanto, devemos calibrar o Modelo com parâmetros financeiros do empreendimento: o percentual de financiamento do investimento inicial; o *spread* sobre a taxa de juros de longo prazo (TJLP) utilizada no financiamento; a taxa de desconto; o ritmo de desembolso nos anos de construção; e o percentual do valor residual do investimento ao fim do ciclo de vida.

O Modelo define os seguintes parâmetros financeiros do projeto, que podem ser facilmente ajustáveis: vida útil do projeto de 25 anos, equivalente ao período contratual típico dos CCEAR do produto disponibilidade; tempo de construção de três anos, isto é, o projeto é voltado para um LEN A-3; período de depreciação (linear) de 15 anos; TJLP de 5% ao ano; financiamento utilizando sistema de amortização constante (SAC), típico do BNDES, com três anos de carência, período no qual paga-se apenas os juros anuais; período de amortização de 25 anos; e ritmo de desembolso para a construção coincidente com o ritmo de recebimento do financiamento.

O fluxo de caixa do projeto tem como entrada o lucro líquido, os empréstimos e o valor residual do investimento no último ano do período, e tem como saída os investimentos e a amortização do financiamento. O lucro líquido é encontrado da forma que se segue.

Sobre a receita bruta devem-se deduzir os encargos, acima mencionados, e os impostos PIS/COFINS não acumulados. A alíquota do PIS/COFINS que incide sobre a RB é de 9,25%, porém abate-se do pagamento o imposto embutido na compra do gás natural consumido pela térmica. Embora o ICMS também seja não cumulativo, a térmica não consegue abater o imposto que recai sobre a compra do gás consumido, cuja alíquota deve ser definida como

input do Modelo, dado a diversidade tributária vigente entre os estados.⁷⁰ Após estas deduções, obtém-se a receita anual líquida. Subtraindo os gastos com consumo de gás natural (com PIS/COFINS e ICMS), O&M fixo e O&M variável, obtém-se o lucro operacional bruto. Retira-se, então, a depreciação e os juros dispendidos no empréstimo e chega-se ao lucro tributável. Sobre este se incide uma alíquota de imposto de renda de 34%, obtendo-se, enfim, o lucro líquido.

A partir do fluxo de caixa projetado, calcula-se o valor presente líquido e a taxa interna de retorno (TIR) do projeto, que expressa a viabilidade do empreendimento.

V. 2 – Operacionalização do Modelo

Para compreendermos a operação do Modelo, devemos frisar mais detalhadamente que o preço de gás utilizado no cálculo do CVU (P_{GN-CVU}), também implícito na dimensão da parcela da RF comprometida com o gasto de combustível decorrente da geração inflexível, não é o preço efetivamente pago ao *upstream* ($P_{GÁS}$). O preço efetivo de compra de gás que a térmica pode contratar é determinado pelo Modelo somente após serem consideradas a competitividade e a viabilidade do projeto. Por esta perspectiva, o preço pago ao *upstream* é revelado pelo Modelo de forma residual, uma vez determinado um nível para o ICB e alcançada uma TIR desejada. Entretanto, este preço de compra de gás, ao invés de ser encontrado residualmente, pode ser determinado, investigando-se, assim, o impacto na competitividade e viabilidade da térmica. Isto é, o $P_{GÁS}$ tem duplo caráter para o Modelo: pode ser *input* ou *output*, dependendo da pergunta a ser respondida. Se desejarmos descobrir o preço pago ao *upstream* para dados níveis de ICB e TIR, o $P_{GÁS}$ é *output* do Modelo. Já se desejarmos investigar qual a competitividade e a viabilidade da térmica para um dado preço de gás, o $P_{GÁS}$ é *input* para o Modelo.

⁷⁰ Como discute COLOMER (2013), o ICMS sobre a comercialização da eletricidade é tributado apenas no destino, visto que a lei nº 87/1996 (lei Kandir) tornou imune de tributação as operações interestaduais. Em outros termos, a eletricidade se configura como uma exceção à regra do ICMS de recolhimento na origem, pois incide apenas sobre a venda ao consumidor final, o que implica em estorno dos créditos gerados na aquisição de ativos e no consumo de gás natural. Tendo em vista que as hidrelétricas e as eólicas não incorrem em gastos com combustíveis, este estorno representa um custo adicional para as térmicas a gás natural. Penalizando ainda mais a competitividade deste energético, a lei Kandir também isentou o ICMS sobre as operações interestaduais de petróleo e derivados, sem contemplar o gás natural. Desta forma, o óleo combustível, como a eletricidade, é tributado no destino e não na origem. Assim, os estados não produtores podem atrair investimentos em térmicas a óleo através da isenção tributária de ICMS, artifício este que para o gás natural apenas os estados produtores podem utilizar. Como conclui COLOMER (2013): “as assimetrias existentes tanto na carga tributária quanto na forma de tributação do ICMS vêm contribuindo para a redução da atratividade do gás natural frente a outros energéticos, principalmente no setor de geração termelétrica”.

O Modelo não impõe relação alguma entre o preço de compra de gás ($P_{GÁS}$) e o preço de gás implícito no CVU (P_{GN-CVU}). Entretanto, quando estas variáveis são ambas *inputs* para o Modelo, podemos calibrá-lo de modo a igualá-las. Devemos ressaltar, entretanto, que são conceitos distintos e não há, *a priori*, motivo para que assumam o mesmo valor.

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, como acima mencionado, pode ser determinado ou encontrado pelo Modelo. A competitividade pode ser estabelecida ou descoberta, do mesmo modo, a rentabilidade da térmica. Através do recurso “atingir meta”, pode-se abordar o Modelo das mais variadas formas. Apesar de sua versatilidade, a pergunta inicialmente formulada – *para dados níveis de competitividade e viabilidade, qual o preço de gás (isento de impostos) que a térmica pode pagar ao upstream?* – se traduz em uma lógica do Modelo que se expressa através do seguinte procedimento: primeiro calibramos o Modelo, determinando todos os parâmetros técnicos e financeiros da térmica, incluindo o nível de inflexibilidade e o seu CVU; 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 pago ao *upstream* em um dado cenário elaborado.

V. 3 – A Competitividade das Térmicas a Gás Natural nos Leilões já Realizados

Ao longo de todos os leilões já realizados, 16 térmicas a gás natural comercializaram mais 3,7 GWmed de energia em LEN, acrescentando ao sistema cerca de 5,5 GWmed de garantia física e pouco mais de 7 GW de potência instalada. A Tabela V. 2 lista todas as térmicas a gás vencedoras, inclusive as três que tiveram suas outorgas revogadas. Apenas as térmicas Cubatão, Termorio e Maranhão III detêm algum grau de inflexibilidade, segundo dados do ONS (2012b).

As térmicas MC2 João Neiva e MC2 Joinville, que figuram na tabela como vencedoras do 7º LEN, movidas a gás natural liquefeito, tiveram suas outorgas comercializadas e hoje correspondem às termelétricas Maranhão V e Maranhão IV, respectivamente, pertencentes ao complexo de Parnaíba.

Tabela V. 2 – Térmicas a Gás Natural Vencedoras nos Leilões

LEN	Data	Térmica	Fonte	Sub Sist.	Pot.	GF	Energia ACR	RF	COP + CEC	ICB	ICB Atual.	CVU
01º	2005	CUBATÃO *	GN	SE	249,9	205,6	141,0	69,15	49,75	118,90	186,30	212,21
01º	2005	ELETROBOLT	GN	SE	379,0	343,0	278,0	52,94	76,86	129,80	203,38	180,28
01º	2005	TERMOCEARÁ	GN	NE	242,0	205,8	64,0	44,62	85,19	129,81	203,39	190,70
							77,0	39,47	85,19	124,66	195,32	
01º	2005	TERMORIO *	GN	SE	1.058,3	986,6	352,0	64,81	66,19	131,00	205,26	140,22
							352,0	53,80	66,19	119,99	188,01	
01º	2005	TRÊS LAGOAS	GN	SE	258,3	335,8	127,0	51,18	68,81	119,99	188,01	118,44
02º	2006	TERMOPE.	GN	NE	601,8	491,1	10,0	1,26	11,57	12,83	19,69	70,16
03º	2006	TERMOMACAE	GN	SE	928,7	674,3	200,0	63,12	74,88	138,00	211,23	318,59
05º	2007	S. CRUZ NOVA	GN	SE	766,0	401,2	351,0	58,74	70,60	129,34	190,10	82,46
06º	2008	J. DE ALENCAR	GNL	NE	300,0	173,3	169,0	58,87	72,57	131,44	182,29	revog.
06º	2008	LINHARES	GNL	SE	204,0	98,7	96,0	55,35	74,65	130,00	180,29	122,48
07º	2008	CACIMBAES	GNL	SE	126,6	66,2	64,0	73,90	71,10	145,00	201,10	revog.
07º	2008	ESCOLHA	GNL	SE	337,6	194,1	189,0	74,69	69,81	144,50	200,40	revog.
07º	2008	MC2 JOÃO NEIVA	GNL	SE	330,0	233,3	225,0	82,14	63,86	146,00	202,48	77,01
07º	2008	MC2 JOINVILLE	GNL	SE	330,0	233,3	225,0	82,14	63,86	146,00	202,48	77,01
12º	2011	BAIXADA FLU.	GN	SE	530,0	430,2	416,4	52,22	52,53	104,75	124,71	85,36
12º	2011	MARANHÃO III *	GN	N	499,2	470,7	450,0	83,17	18,73	101,90	121,31	52,00
Total / Média					7.141	5.543	3.786	63,94	59,00	125,17	179,23	93,85

OBS.1: Potência – MW | GF – MWmed | Energia ACR – MWmed | RF – R\$/MWh | COP + CEC – R\$/MWh | ICB – R\$/MWh | ICB atualizado para julho de 2014 pelo IPCA | CVU – R\$/MWh. Médias ponderadas pela energia contratada (ACR), à exceção do termo COP + CEC, ponderado pela GF. CVU publicado pelo ONS no PEN 2012. * indica térmicas com algum nível de inflexibilidade.

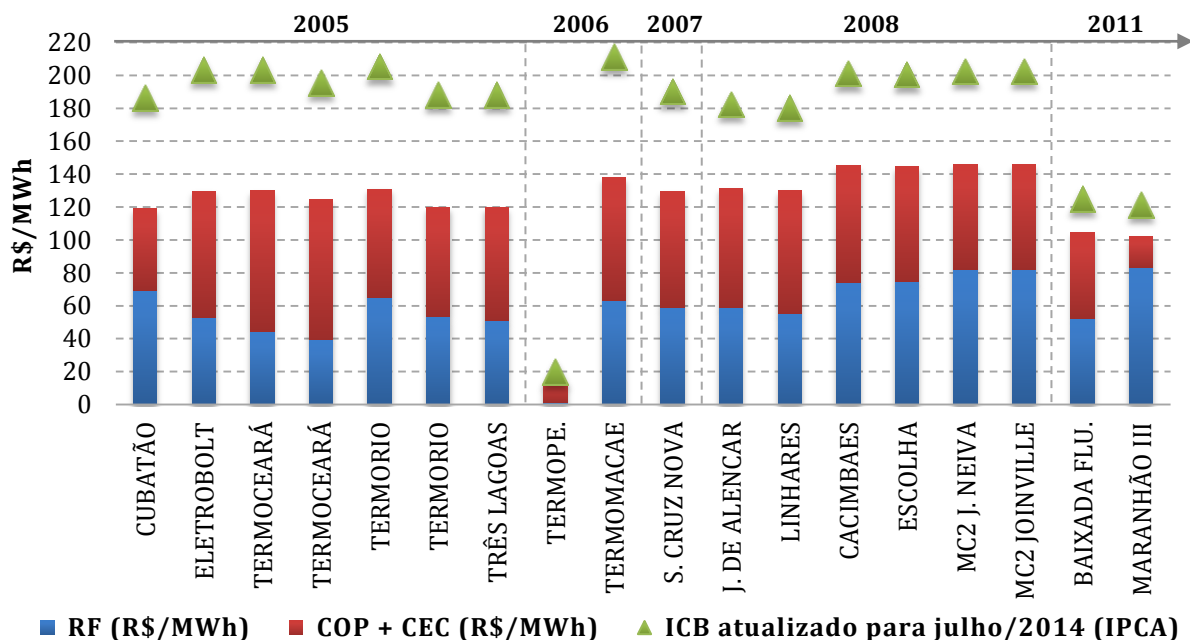
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014) e do ONS (2012b).

Como podemos observar na tabela, o ICB médio nominal, ponderado pela energia contratada no ACR, foi de R\$ 125/MWh. Atualizando os valores pelo IPCA para julho de 2014, observa-se que ao longo dos anos houve um ganho real de competitividade, já que as térmicas vencedoras em 2011 obtiveram um ICB em torno de R\$ 120/MWh, enquanto que o ICB das térmicas de 2005 ultrapassam R\$ 180/MWh. Podemos visualizar este ganho real de competitividade na Figura V. 1, que apresenta os componentes do ICB de todas as térmicas listadas na tabela e o ICB atualizado pelo IPCA para julho de 2014.

A evolução da competitividade das térmicas a gás pode ser vista com mais clareza na Figura V. 2, que também apresenta a competitividade ao longo dos anos das térmicas movidas a óleo e diesel e bagaço de cana e das eólicas em todos os leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e de Reserva já realizados, em valores médios atualizados pelo IPCA para julho de 2014 e ponderados pela energia contratada. Entre 2005 e 2011, todas essas fontes

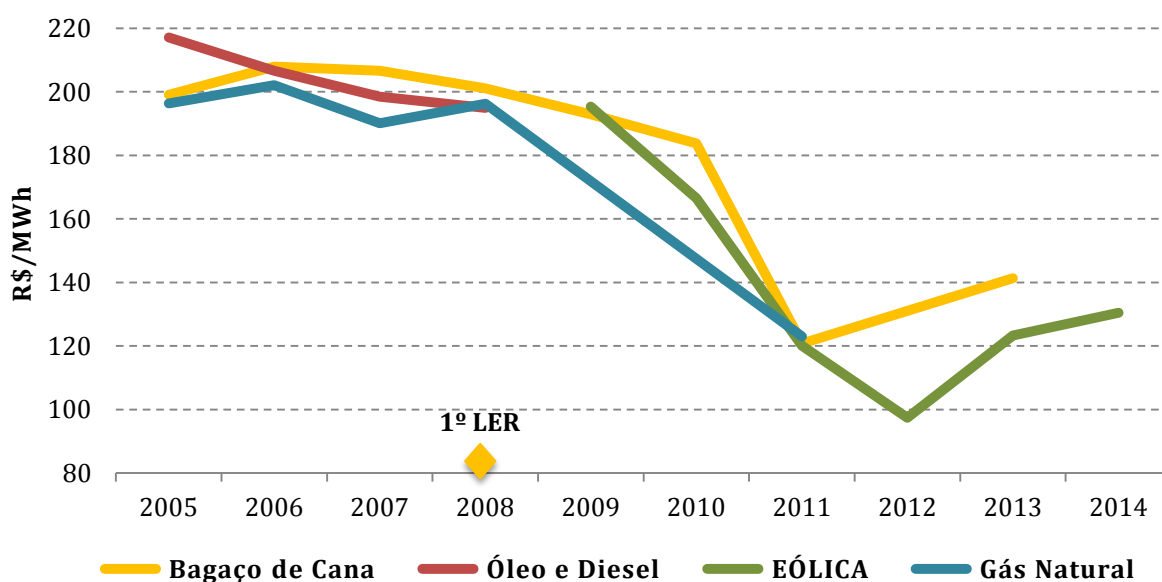
apresentaram ganhos reais de competitividade, com destaque para a eólica que passou a ser a fonte mais competitiva e contratada.

FIGURA V. 1 – ICB de Todas as Térmicas a Gás Natural Vencedoras



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

FIGURA V. 2 – Evolução da Competitividade das Térmicas a Gás, Óleo e Diesel, Bagaço de Cana e das Eólicas (valores atualizados para julho de 2014 pelo IPCA)



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

Cabe-se destacar que as térmicas movidas a bagaço de cana vencedoras no 1º LER, em 2008, então avaliadas pelo Índice de Classificação do Empreendimento – ICE⁷¹, apresentaram atipicamente valores muito baixos, razão pela qual o preço médio está destacado da curva.

As térmicas a óleo e diesel só foram contratadas até 2008, quando crescentes limites ao CVU passaram a inviabilizar a participação dessas fontes nos leilões.⁷² Já as térmicas a gás natural só foram contratadas até 2011, quando a Baixada Fluminense e a Maranhão III venceram no 12º LEN A-3, como nos revelam a tabela e as figuras acima.

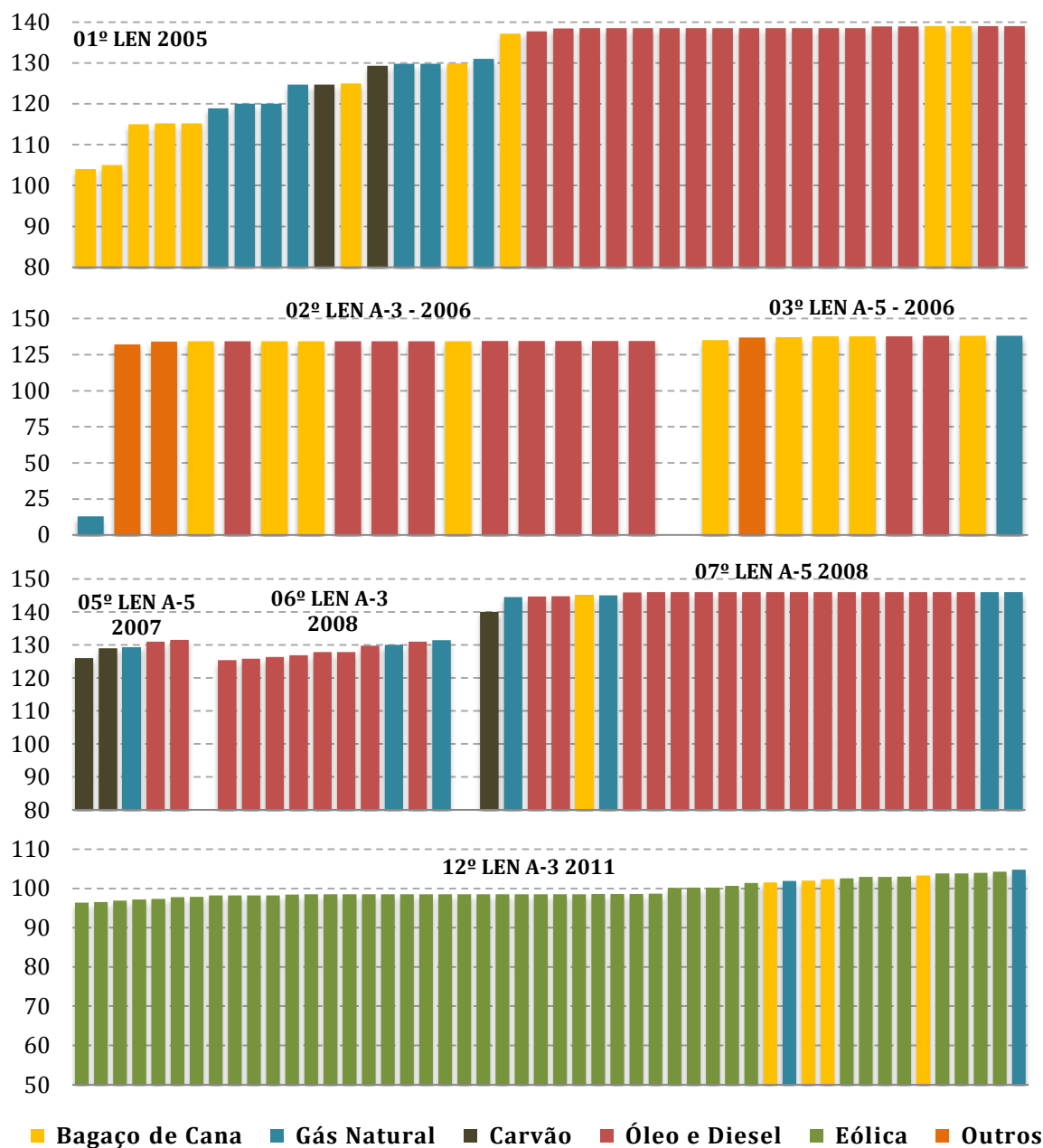
A comparação entre essas duas últimas térmicas vencedoras é interessante. Ambas possuem potência instalada em torno de 500 MW, mas obtiveram GF distintas. A Maranhão III, empreendida pela MPX, declarou o limite máximo de inflexibilidade permitido (50%) e um CVU extremamente baixo (R\$ 52/MWh), obtendo uma GF de 470 MWmed (94% da capacidade instalada). Já a Baixada Fluminense, empreendida pela Petrobras, não declarou inflexibilidade e estabeleceu um CVU um pouco mais elevado (R\$ 85/MWh), obtendo uma GF de 430 MWmed (81% da capacidade instalada). A despeito dessas diferenças, ambas venceram o leilão com índices muito próximos, em torno de R\$ 100/MWh. Entretanto, como podemos notar na Figura V. 1, dentre todas as térmicas vencedoras, a Maranhão III foi a menos “penalizada” no cômputo do ICB com a parcela “COP + CEC” (R\$ 18/MWh), pois declarou um CVU significativamente baixo, o que a permitiu requerer uma RF relativamente alta (R\$ 83/MWh) capaz de remunerar a sua inflexibilidade operativa. Em contraste, a Baixada Fluminense, no mesmo leilão, obteve uma parcela “COP + CEC” mais elevada (R\$ 52/MWh), sendo obrigada a requerer uma RF menor (R\$ 52/MWh), condizente com a sua flexibilidade operativa, para obter um nível de competitividade semelhante. Como vimos, a probabilidade de despacho esperada (acima da inflexibilidade) implícita no cálculo do ICB para a Baixada Fluminense é menor do que a esperada para a Maranhão III, já que o seu CVU é maior, o que implica em termos COP e CEC mais elevados. Entretanto, essas térmicas deverão despachar continuamente nos próximos anos, já que provavelmente o CMO será bem superior aos seus CVU. Como a média do CMO prevista no cálculo do ICB é excessivamente subestimada, o termo COP efetivo deverá ser muito superior ao considerado no leilão. A título de exemplo, considerando que a Maranhão III detém 482 MWmed de máxima disponibilidade operativa e supondo que será despachada na base ao longo dos próximos anos, o seu COP anual “efetivo” alcançaria R\$ 26/MWh. Já o termo CEC oscilaria entre R\$ 2,5/MWh e R\$ 10/MWh, negativos, para CMO entre R\$ 100/MWh e R\$ 400/MWh. Desta forma, considerando estes

⁷¹ Ver nota 59, p. 102.

⁷² Ver Tabela IV. 4, p. 119.

cenários, o custo “efetivo” dessas parcelas para o *pool* comprador, pela métrica do ICB, pode ser 33% superior ou 8% inferior ao estimado no leilão (R\$ 18/MWh).⁷³

FIGURA V. 3 – ICB dos Empreendimentos Vencedores do Produto Disponibilidade nos Leilões em que Térmicas a Gás Natural foram Contratadas



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

A Figura V. 3 apresenta o ICB, por ordem crescente, de todos os empreendimentos vencedores do produto disponibilidade nos leilões em que térmicas a gás natural foram contratadas. Como podemos observar, os primeiros leilões resultaram em uma maior

⁷³ COP anual efetivo = $[52 \times (482 - 141) \times 8.760] / (470 \times 8.760)$
 CEC anual efetivo = $[CMO \times (470 - 482) \times 8.760] / (470 \times 8760)$

diversidade de tecnologias vencedoras, ainda que com predominância de térmicas a óleo e diesel, ao passo que no último leilão as eólicas predominaram.

A maciça contratação de eólicas a valores reduzidos de ICB no LEN A-3 de 2011 sinaliza que o seu expressivo ganho de competitividade dificultou a viabilidade de outras fontes, o que explica, em parte, porque novas térmicas a gás não foram mais contratadas. Entretanto, como indica a Figura V. 2, os leilões realizados em 2013 e 2014 resultaram em uma elevação no patamar do ICB dos projetos vencedores, alcançando valores próximos a R\$ 130/MWh. A Tabela V. 3 sintetiza o resultado dos últimos LEN realizados.

Tabela V. 3 – Resultados Consolidados dos LEN realizados em 2013 e 2014

Produto	Número de Venc.	Potência	GF	Energia ACR	Inicial	Preço / ICB		
						MÍN.	MÁX.	MED.
16º LEN A-5 – AGO/2013								
NEH	1	400	239,8	216	118	-	-	109,4
QTD	9	218	115	100	140	119,97	131,2	125,44
DISP	9	647	393,7	374,8	140	132,3	136,69	135,57
Total	19	1.265,00	748,5	690,8	-	-	-	-
17º LEN A-3 – NOV/2013								
QTD	0	-	-	-	-	-	-	-
DISP	9	647	393,7	374,8	140	132,3	136,69	135,57
18º LEN A-5 – DEZ/2013								
NEH	1	700	421,7	409,5	107			83,49
QTD	16	303,7	148,6	116,2	144	131,95	139	137,3
DISP ^{1/}	5	161,8	94,5	84,2	144	133	135,49	133,75
DISP ^{2/}	97	2337,8	1083,4	988,6	122	108,9	121,8	119,03
Total	119	3.503,30	1.748,2	1.598,5	-	-	-	-
19º LEN A-3 – JUN/2014								
NEH	1	417,6	206,2	129,6	121	-	-	121
QTD	0	-	-	-	148	-	-	-
DISP	21	551	274,5	265,6	133	128,98	131,89	129,96
Total		968,6	480,7	395,2	-	-	-	-

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2014).

No 16º LEN A-5, apenas térmicas movidas a biomassa, gás natural e carvão puderam disputar o produto disponibilidade. A eólica não pode participar deste certame, mas obteve exclusividade no 5º LER, realizado em setembro de 2013. 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, 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 parques 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.

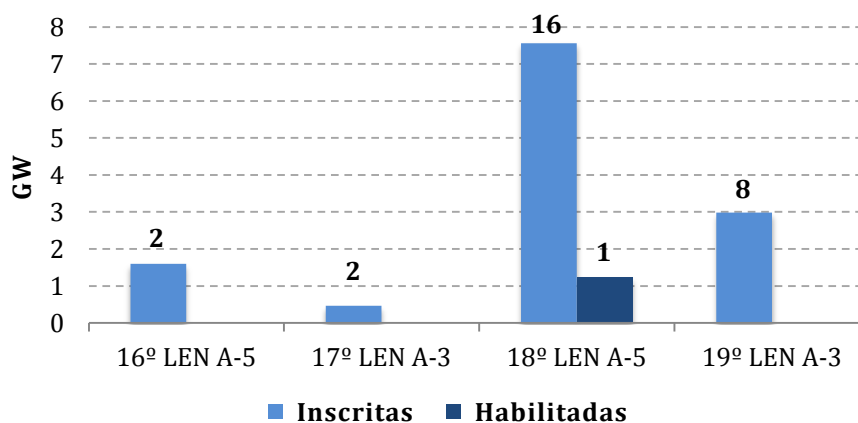
No 18º LEN A-5, todas as fontes puderam disputar o produto disponibilidade – térmicas movidas a biomassa, gás natural e carvão, eólica e solar (fotovoltaica ou termossolar). Este leilão introduziu uma novidade na disputa, ao separar o produto disponibilidade entre disponibilidade termoelétrica, com ICB 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.

No 19º LEN A-3, apenas eólicas e térmicas a biomassa e a gás natural puderam disputar o produto disponibilidade. O preço-teto para o ICB foi estabelecido em R\$ 133/MWh, já o limite ao CVU foi ampliado para R\$ 150/MWh. Foram habilitados 248 projetos eólicos, 5 térmicas a biomassa com CVU nulo e nenhuma térmica a gás natural. Apenas 21 parques eólicos sagraram-se vencedores, comercializando 265 MWmed de energia dos 274 MWmed de garantia física que irão adicionar ao sistema. O ICB inicial foi estabelecido em R\$ 133/MWh, o ICB médio registrado foi R\$ 129,96/MWh, o mínimo foi R\$ 128,98/MWh e o máximo foi R\$ 131,89/MWh.

Embora em todos os LEN realizados em 2013 e 2014, acima analisados, térmicas a gás natural puderam participar da disputa, verificamos que apenas no 18º LEN A-5 uma térmica foi habilitada. Entretanto, o registro da EPE nos revela que duas térmicas se cadastraram nos LEN 16º e 17º, 16 no 18º LEN e 8 no 19º LEN. A Figura V. 4 compara a oferta cadastrada de capacidade instalada de térmicas a gás com a oferta habilitada pela EPE para participar dos leilões. O maior empecilho para a habilitação das térmicas é a comprovação de fornecimento de gás para todo o período contratual, imposta a todos os projetos candidatos, e não apenas aos projetos vencedores.

Veiga et al. (2012) alertam para o equívoco destas exigências: não há sentido em exigir reservas para gerar mais energia do que será contratada e muito menos comprovação para todo o período contratual. A expansão da exploração e produção no *upstream* é gradual, de tal modo que ao longo dos anos novas reservas são encontradas e exploradas, repondo o declínio de campos maduros em operação. Por outro lado, é contraditório exigir fornecimento para pleno despacho se as térmicas podem ficar ociosas por longos períodos. Ao observarem que o horizonte de longo prazo da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro é de cinco anos, Veiga et al. (2012) sugerem, entre outras interessantes propostas, comprovação de gás natural para pleno despacho apenas dos projetos vencedores e para cinco anos futuros.

FIGURA V. 4 – Oferta de Térmicas a Gás Natural Cadastrada *versus* Habilitada



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

A análise dos últimos leilões revela um aumento no preço médio das eólicas, atingindo patamares em torno de R\$ 130/MWh (Figura V. 2). Podemos prever uma elevação do ICB médio para valores ainda maiores, principalmente pela atuação de dois vetores: perda gradual da competitividade das eólicas – por aumento de custos e pela oferta decrescente de sítios com alta incidência de vento; e pela elevação da demandada pelo produto disponibilidade,

para preencher a potencial oferta hídrica não viabilizada, como foi discutido no Capítulo III. A partir dessa perspectiva, podemos indagar qual o impacto da elevação do ICB, para valores entre R\$ 130 e R\$ 150/MWh, no preço do gás natural pago pelas térmicas ao *upstream*. Para investigarmos a viabilidade da térmica e a máxima monetização do gás natural nos futuros leilões de energia, devemos ter como referência algum cenário-base do Modelo apresentado.

V. 4 – Calibrando o Modelo com um Cenário-Base

Tabela V. 4 – Cenário-Base do Modelo GEE-GAS-POWER

Potência (MW)	500	Investimento (US\$/KW)	1.000
Fator de Capacidade - FCMÁX (%)	100	O&M Fixo (US\$/KWh/ano)	15
Indisp. Forçada - TEIF (%)	1,8	O&M Variável (US\$/MWh)	3
Indisp. Programada - IP (%)	1,6	P _{GÁS-CVU} (US\$/MMBtu)	6,68
Disponibilidade (MWmed)	482,0	CVU (R\$/MWh)	100,00
Inflexibilidade (%)	50	Garantia Física (MWmed)	476,9
Inflexibilidade (MWmed)	241,0	Energia Contratável (MWmed)	467,4
Consumo Interno e Perdas (%)	2	Energia Destinada ao ACR (%)	100
Heat Rate - HR (Btu/KWh)	6.200	Energia Destinada ao ACL (%)	0
Eficiência da UTE (%)	55	Prob. de Despacho acima da Inflex.	Modelo
Subsistema da UTE	SE/CO	Prob. de Despacho acima da Inflex. (%)	39,43
Prazo Contratual (anos)	25	Receita Fixa s/ Encargos (R\$/MWh)	93,08
Tempo de Construção (anos)	3	Receita Fixa c/ Encargos (R\$/MWh)	100,07
Ritmo de Desembolso Anual (%)	30 50 20	Receita Fixa (Mi R\$/ano)	409,7
Período de Depreciação (anos)	15	Receita Total Bruta (Mi R\$/ano)	492,9
Endividamento (%)	75		
Taxa de Juros - TJLP + Spread (%)	7	P _{GÁS} com impostos (US\$/MMBtu)	6,72
Período de Pagamento (anos)	25	P_{GÁS} sem impostos (US\$/MMBtu)	5,83
Valor Residual do Investimento (%)	30	Consumo de GN esperado (Mm3/d)	1.415
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	2,25	TIR (%)	12
PIS/COFINS (%)	9,25	ICB (R\$/MWh)	130,00
ICMS (%)	4	COP (R\$/MWh)	19,89
Imposto de Renda (%)	34	CEC (R\$/MWh)	10,03

Fonte: Elaboração própria.

Seguindo as orientações de calibragem do Modelo, podemos construir um cenário-base para analisar a competitividade e a viabilidade da térmica, apresentado na Tabela V. 4. A termelétrica a gás natural modelada é de ciclo combinado, com 55% de eficiência, possuindo

500 MW de potência instalada e 482 MWmed de disponibilidade máxima. O investimento em capital foi estimado em US\$ 1.000/KW instalado, isto é, em pouco mais de um bilhão de reais para uma taxa de câmbio de R\$ 2,25/US\$. Considerou-se, nesse cenário-base, inflexibilidade operativa de 50% e CVU de R\$ 100/MWh, o que resulta em uma garantia física predita de 476,9 MWmed. Dado o consumo interno e as perdas estimados em 2%, a térmica possui 467,4 MWmed de energia contratável. O cenário pressupõe que toda a energia é comercializada no leilão (ACR).

O projeto foi modelado para um leilão A-3, o que implica em 3 anos iniciais de construção e 25 anos de contrato. Para a calibragem financeira foram considerados 15 anos de depreciação linear e endividamento de 75%, montante este financiado pelo sistema SAC com juros ao ano de 7%, com 3 anos iniciais de carência de amortização e com 25 anos para pagamento das prestações.

Para o cálculo do ICB, utilizou-se a série de CMO do submercado SE/CO, disponibilizada pela EPE, para os anos de 2018 – 2022. Dado o CVU de R\$ 100/MWh, a inflexibilidade de 50% e a GF estimada, obtivemos os termos COP (R\$ 19/MWh) e CEC (R\$ 10/MWh). O cenário-base foi construído para se obter uma competitividade (ICB) no LEN de R\$ 130/MWh. Para tanto, a térmica deve requerer no leilão uma receita anual fixa pela disponibilidade de cerca de R\$ 409 milhões.

Foi considerada nesse cenário a probabilidade de despacho acima da inflexibilidade endógena, calculada pelo modelo em cerca de 40%, o que resulta em despacho médio esperado de 70% da máxima disponibilidade, isto é, em um consumo esperado de gás natural em torno de 1,4 MMm³/d. Consequentemente, foi projetada uma receita anual bruta esperada no fluxo de caixa de cerca de R\$ 492 milhões.

Por fim, foi estabelecida uma rentabilidade (TIR) para a térmica de 12% ao ano, o que nos permite alcançar nesse cenário um preço de gás natural pago ao *upstream*, livre de impostos, de US\$ 5,83/MMBtu.

A partir desse cenário-base, investigaremos a sensibilidade do preço do gás pago ao *upstream* a variações do ICB e de outros determinantes da viabilidade da térmica.

V. 5 – O Preço do Gás Natural Pago ao *Upstream*

A Tabela V. 5 apresenta a sensibilidade do preço do gás natural, livre de impostos, pago ao *upstream* ($P_{GÁS}$) a variações em parâmetros-chave do Modelo, considerando constante o cenário-base acima apresentado. Isto é, após a variação em um dado parâmetro, atinge-se

meta para ICB de R\$ 130/MWh, alterando a RF, e depois para TIR de 12%, alterando o $P_{GÁS}$, para descobrir qual o impacto nesta variável.

Como podemos observar, mudanças nos valores de O&M fixo e O&M variável impactam moderadamente o $P_{GÁS}$. Já o investimento inicial é fundamental para a determinação do $P_{GÁS}$ – o cenário com custo de US\$ 2.000/KW instalado resulta em queda do $P_{GÁS}$ para US\$ 2,80/MMBtu (52% em relação ao cenário-base). Da mesma forma, a taxa de câmbio tem efeito semelhante, já que as principais variáveis são cotadas em dólar.

Tabela V. 5 – Sensibilidade do Preço do Gás Natural (sem impostos) pago ao *upstream*

Variáveis (Cenário-base constante)	Variação	Impacto no Preço do Gás		Intensidade do Impacto no Preço do Gás
O&M Fixo (US\$/KWh/ano)	7,50	6,03	3,36%	++
	15,00	5,83	-	
	30,00	5,44	-6,68%	
O&M Variável (US\$/MWh)	1,50	6,06	3,89%	++
	3,00	5,83	-	
	6,00	5,37	-7,84%	
Investimento (US\$/KW instalado)	500	7,35	26,01%	+++
	1.000	5,83	-	
	2.000	2,80	-52,02%	
Custo Variável Unitário - CVU (R\$/MWh)	50,00	5,65	-3,12%	+
	100,00	5,83	-	
	150,00	5,65	-3,12%	
Inflexibilidade (%)	0	8,30	42,32%	+++
	50	5,83	-	
	100	4,54	-22,13%	
Probabilidade de despacho acima da inflexibilidade - Cenário (%)	0	5,71	-2,01%	+
	39	5,83	-	
	100	5,92	1,51%	
Energia Destinada ao ACL (% da Contratável) Preço da Energia no ACL = R\$ 150 > CVU	30	7,11	21,94%	+++
	0	5,83	-	
	10	6,26	7,41%	
Energia Destinada ao ACL (% da Contratável) Preço da Energia no ACL = R\$ 80 < CVU	30	4,55	-21,91%	+++
	0	5,83	-	
	10	5,40	-7,42%	
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	2,00	7,01	20,26%	+++
	2,25	5,83	-	
	3,00	3,24	-44,39%	

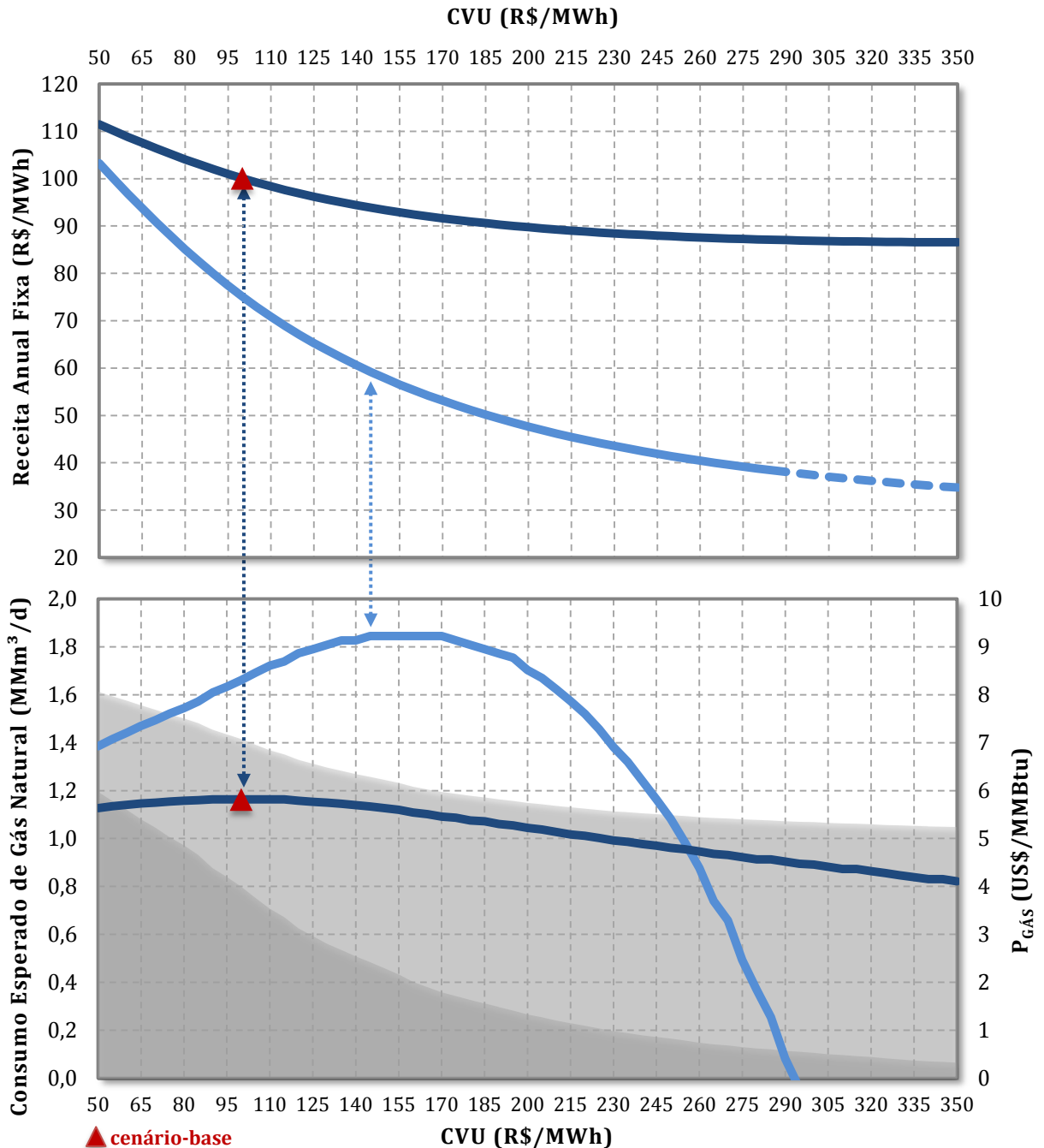
Grau de Impacto: + baixo | ++ moderado | +++ alto

Fonte: Elaboração própria.

O nível de inflexibilidade também tem um grande impacto no $P_{GÁS}$, já que a RF deve cobrir os gastos com combustível e O&M da geração inflexível. A flexibilidade total resulta em aumento de 42% no $P_{GÁS}$, que atinge US\$ 8,30/MMBtu. Porém, este preço refere-se a um

consumo esperado de gás bem menor (0,8 MMm³/d). Já se a térmica pudesse declarar total inflexibilidade, considerando a calibragem do cenário-base, poderia arcar com um P_{GÁS} de US\$ 4,54/MMBtu, para um consumo de 2 MMm³/d.

FIGURA V. 5 – RF, CVU, Inflexibilidade e Preço de Gás que Geram o mesmo ICB



ICB = R\$ 130/MWh | TIR = 12%: — INFLEX = 50% — INFLEX = 0%

Consumo Esperado de Gás Natural (MMm³/d): ■ INFLEX = 50% ■ INFLEX = 0%

Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

A consideração de alguma probabilidade de despacho exógena, ao invés da probabilidade dada pelo Modelo, tem baixo impacto no $P_{GÁS}$, pois o ganho com maior consumo é limitado ao CVU e a RF estabelecidos no leilão. Por outro lado, destinar alguma parcela da energia contratável ao ACR tem grande impacto no $P_{GÁS}$ – positivo quando o preço de comercialização da energia no mercado livre for superior ao CVU, e negativo, caso contrário. Por fim, podemos notar na Tabela V. 5 que variações moderadas no CVU não impactam significativamente o $P_{GÁS}$. A Figura V. 5 nos ajuda a entender esta insensibilidade.

O primeiro gráfico da Figura V. 5 é semelhante ao gráfico da Figura IV. 8⁷⁴, porém aqui só há duas curvas: uma referente à térmica 50% inflexível e outra considerando 0% de inflexibilidade. Como vimos, para manter constante o ICB frente a aumentos do CVU, a RF deve se reduzir. Porém, a RF da térmica inflexível é bem menos sensível a variações do CVU, consequentemente, o $P_{GÁS}$ varia pouco, para um dado ICB constante.

O segundo gráfico revela o preço do gás implícito para cada combinação de RF e CVU do primeiro gráfico, dado o ICB, a TIR e a inflexibilidade, além de mostrar os respectivos consumos esperados, considerando a probabilidade de despacho endógena. Como podemos observar, a curva do $P_{GÁS}$ para a térmica inflexível oscila muito pouco com o aumento do CVU, em consequência da pequena variação da RF e do consumo esperado.

Já a variação do $P_{GÁS}$ da térmica flexível é muito maior, em decorrência da drástica redução do despacho esperado, permitindo atingir um $P_{GÁS}$ superior a US\$ 9/MMBtu. Nota-se que a térmica flexível só é “viável”, considerando o ICB e a TIR do cenário-base, para valores de CVU inferiores a R\$ 290/MWh, pois valores superiores implicariam em $P_{GÁS}$ negativo.

A concavidade das curvas do $P_{GÁS}$ no segundo gráfico indica que há um preço máximo para combinações de RF, CVU, inflexibilidade e consumo esperado. As setas que interligam as curvas dos dois gráficos relacionam o $P_{GÁS}$ máximo a combinações de RF e CVU. Como podemos observar, o cenário-base maximiza o $P_{GÁS}$.

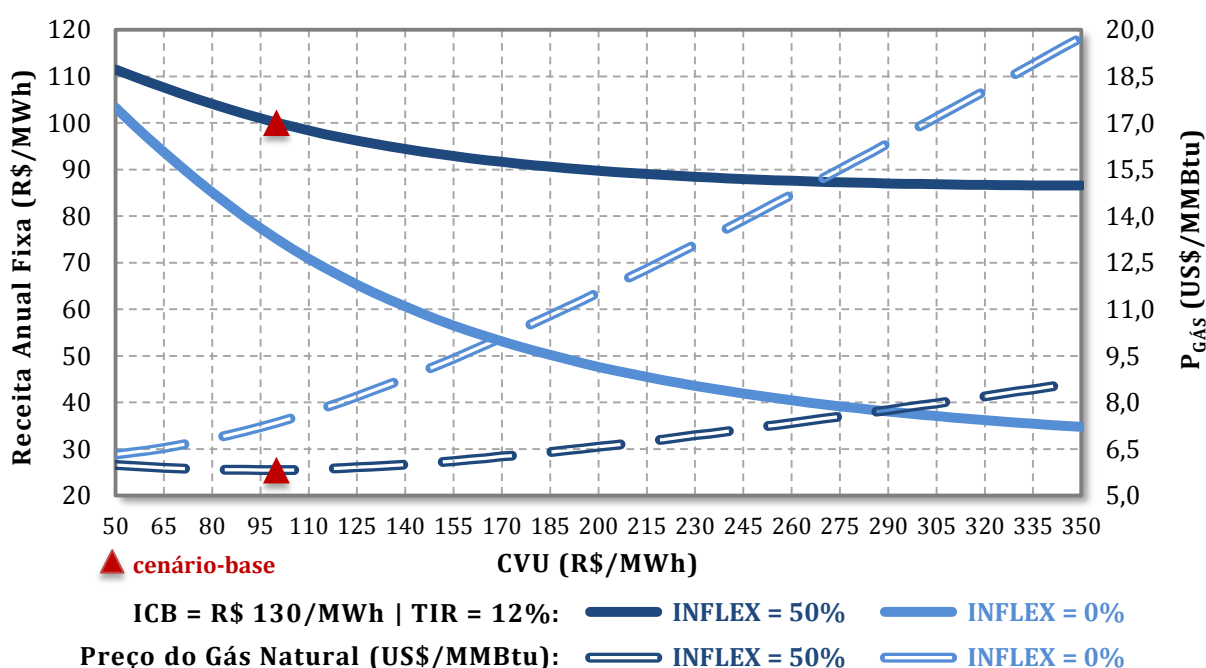
A Figura V. 5 revela o preço de gás implícito no cálculo do ICB, dado pela probabilidade de despacho derivada das séries de CMO. Como já discutimos, há inúmeros indícios que os CMO utilizados na metodologia do ICB são excessivamente otimistas, o que resulta em uma probabilidade endógena subdimensionada. Para ilustrarmos como a expectativa de geração é determinante para o preço do gás, investigamos o preço implícito considerando um despacho esperado invariável equivalente a 70% da disponibilidade máxima

⁷⁴ Página 112.

(1,4 Mm³/d). A Figura V. 6 apresenta as curvas de $P_{GÁS}$ considerando a térmica flexível ou 50% inflexível, porém mantendo constante o ICB (R\$ 130/MWh) e a TIR (12%).

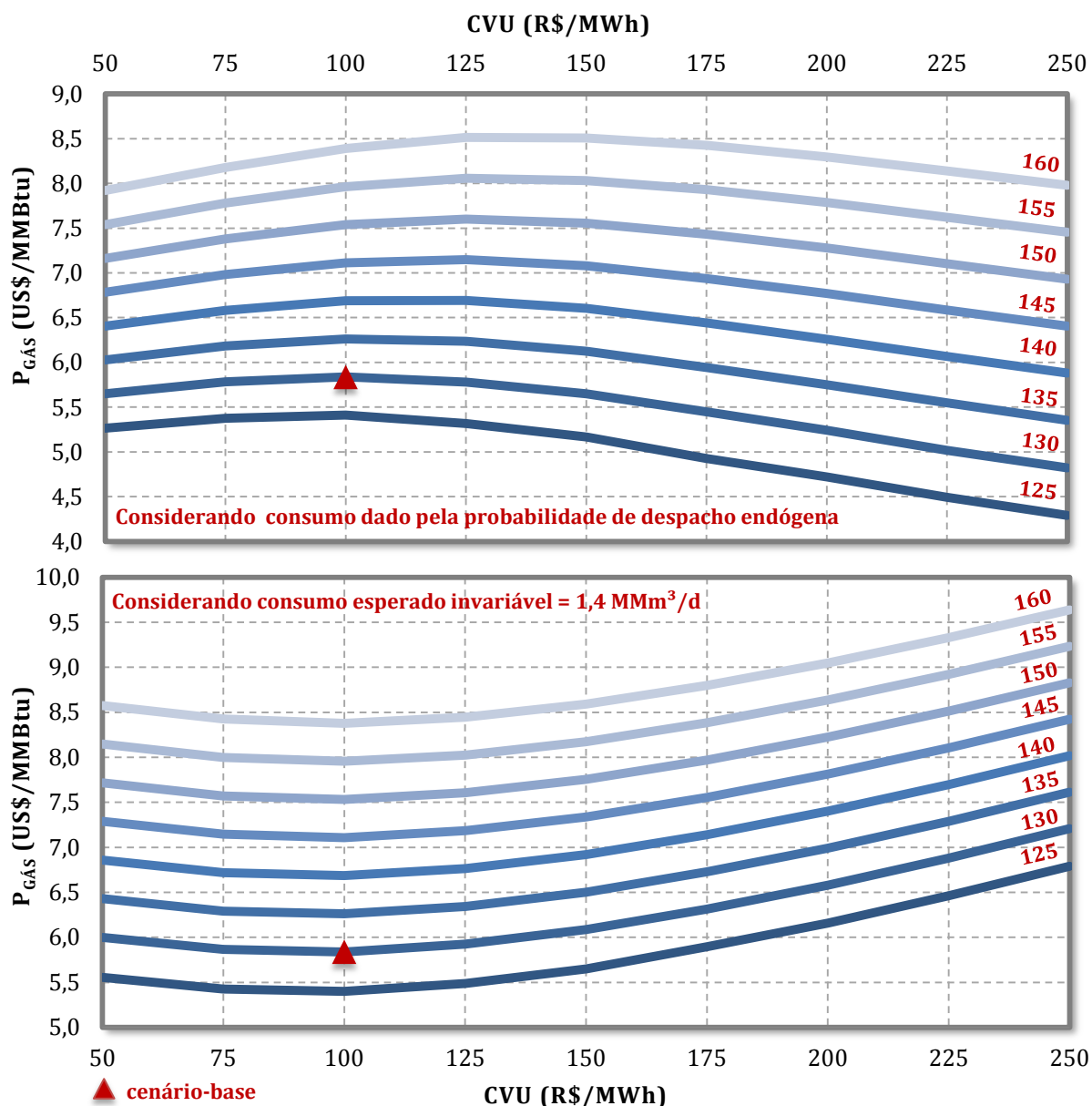
Como podemos notar, agora as curvas de $P_{GÁS}$ são crescentes com o CVU. A térmica inflexível pode pagar ao *upstream* um $P_{GÁS}$ bem maior do que a flexível, pois o aumento do CVU não impacta a sua receita fixa. Para um CVU de R\$ 350/MWh, a térmica inflexível alcança um $P_{GÁS}$ de apenas US\$ 8,65/MMBtu, ao passo que a flexível consegue arcar com um $P_{GÁS}$ de US\$ 19,75/MMBtu.

FIGURA V. 6 – RF, CVU, Inflexibilidade e Preço de Gás que Geram o mesmo ICB, Considerando o Consumo Constante



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

A Figura V. 7 apresenta um mapa de curvas ISO-ICB/TIR, semelhantes às curvas apresentadas nas Figuras V. 5 e V. 6, que mostram possíveis combinações de $P_{GÁS}$ e CVU que geram a mesma competitividade (ICB) e viabilidade (TIR) para a térmica 50% inflexível, mantendo constantes os demais parâmetros do cenário-base. Porém consideram-se dois cenários distintos: consumo dado pela probabilidade endógena ou consumo esperado invariável de 1,4 Mm³/d, correspondente a expectativa de despacho de 70% da disponibilidade máxima. Nota-se que a concavidade das curvas se altera nos dois cenários. No primeiro cenário, quanto maior o CVU, depois do ponto de máximo, menor o $P_{GÁS}$ e menor o consumo esperado. Já no segundo cenário, quanto maior o CVU, depois do ponto de mínimo, maior o $P_{GÁS}$ para o dado consumo esperado.

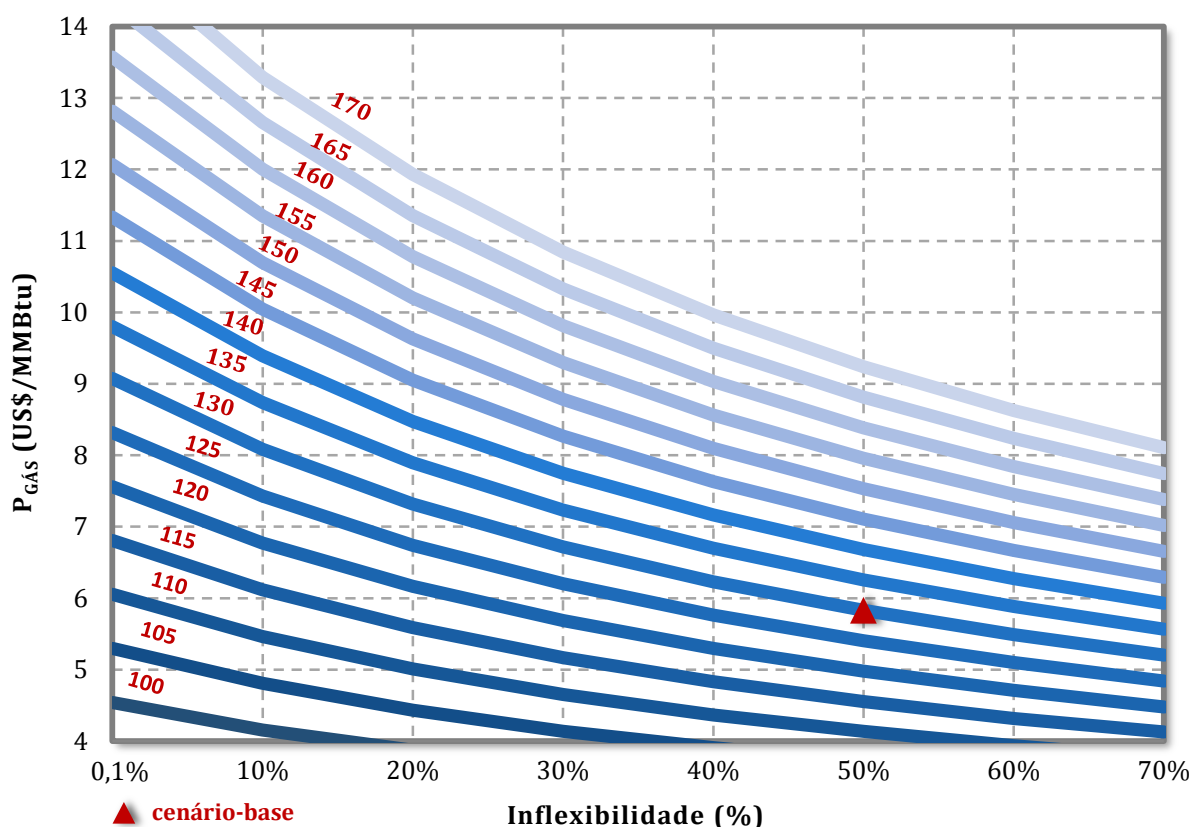
FIGURA V. 7 – Mapa de Curvas ISO ICB/TIR: $P_{GÁS}$ versus CVU

Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

A Figura V. 8 apresenta um mapa de curvas ISO ICB/TIR, que mostram possíveis combinações de $P_{GÁS}$ e nível de inflexibilidade que geram a mesma competitividade (ICB) e viabilidade (TIR) para a térmica 50% inflexível, mantendo constantes os demais parâmetros do cenário-base, inclusive CVU de R\$ 100/MWh. Devemos ressaltar que o gráfico não considera a térmica totalmente flexível, pois teríamos uma quebra na curva, já que a flexibilidade foi modelada por uma *dummy*. Desta forma, o mapa de curvas apresenta um valor de gás assintótico para inflexibilidade de 0,1%. Como podemos notar, quanto maior a inflexibilidade declarada, tudo o mais constante, 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 de 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 no capítulo anterior, que penaliza as plantas voltadas para a geração na base.

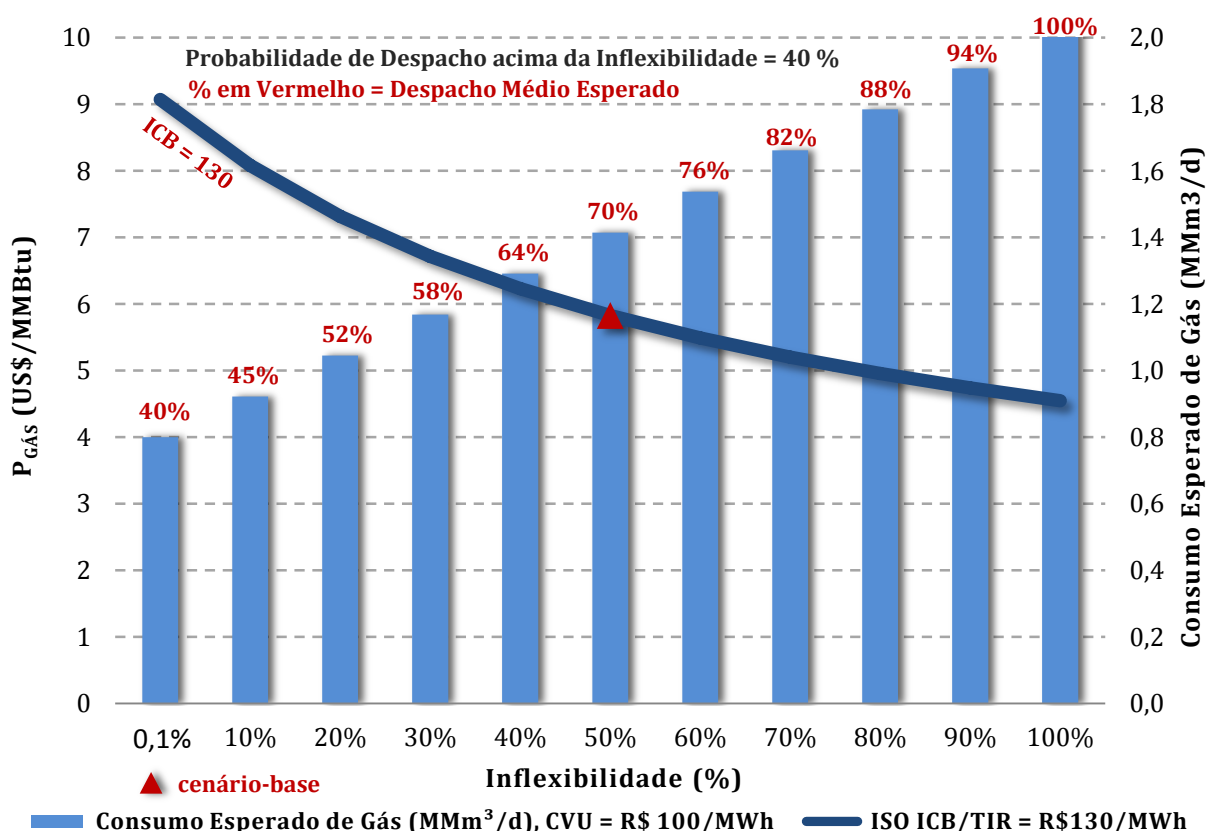
FIGURA V. 8 – Mapa de Curvas ISO ICB/TIR: $P_{GÁS}$ versus Inflexibilidade



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

Na Figura V. 8, consideramos a probabilidade endógena de despacho acima da inflexibilidade, dado pelo Modelo. Como o CVU foi mantido constante ao longo de todas as curvas em R\$ 100/MWh, esta probabilidade permaneceu inalterada em torno de 40%. Portanto, quanto menor a inflexibilidade, menor o consumo de gás – ganha-se no preço, mas perde-se na quantidade consumida. A Figura V. 9 apresenta exatamente este *trade-off* implícito no mapa das ISO ICB/TIR do gráfico anterior, para uma única curva selecionada.

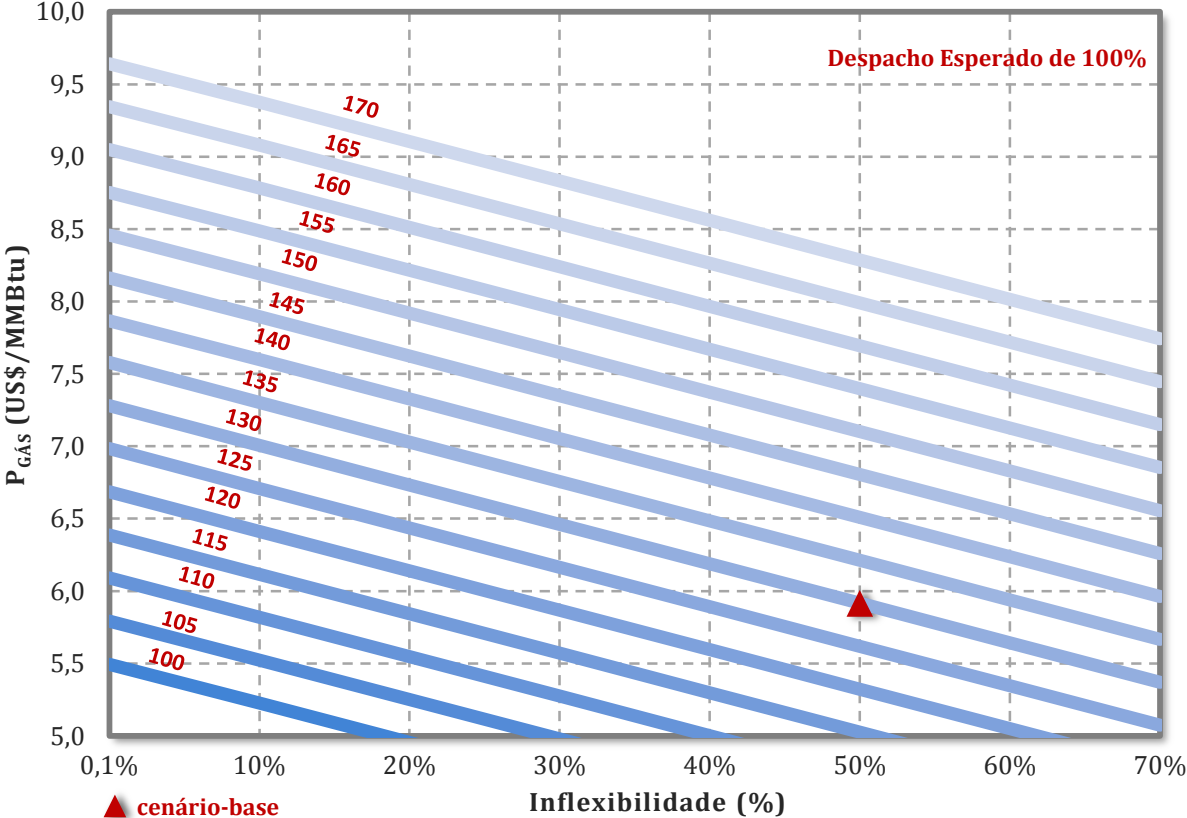
FIGURA V. 9 – ISO ICB/TIR = R\$ 130/MWh: $P_{GÁS}$ versus Consumo Esperado



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

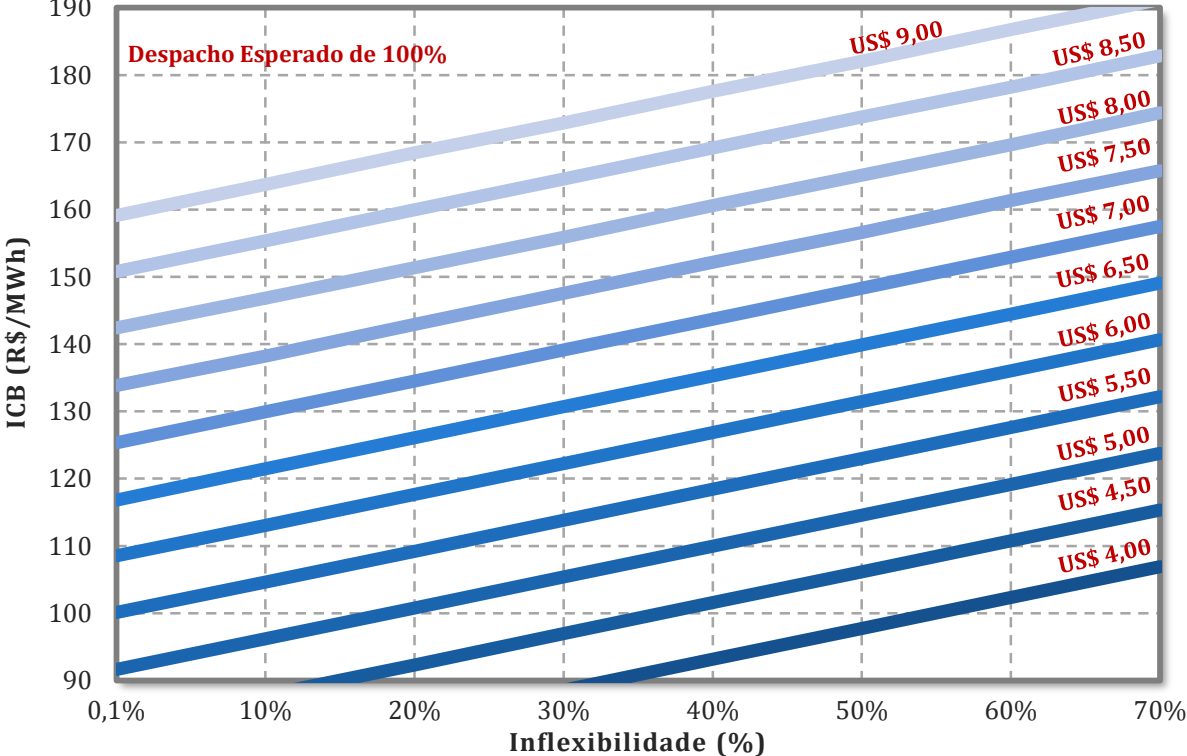
Alternativamente, podemos traçar um mapa de curvas ISO ICB/TIR, com combinações de $P_{GÁS}$ e inflexibilidade, supondo que a térmica sempre será despachada ao longo de todo o período, o que representa um consumo de 2 MMm³/d, independentemente da inflexibilidade e do CVU, inalterado em R\$ 100/MWh, mantendo constantes os demais parâmetros do cenários-base. Esta suposição é factível se esperarmos que ao longo dos próximos anos o CMO não deverá ser inferior a R\$ 100/MWh, implicando em despacho integral da térmica por mérito. Deve-se ter em mente que esta suposição apenas afeta o fluxo de caixa da térmica, como já salientado anteriormente, mantendo inalterado o cálculo do ICB. Como podemos notar na Figura V. 10, considerando constante o pleno despacho da térmica, a relação entre $P_{GÁS}$ e o nível de inflexibilidade é linear. Como o ICB penaliza a inflexibilidade, se o empreendedor apostar em despacho contínuo, avaliando estar subestimada a série de CMO utilizada no cálculo do ICB, quanto menor for a inflexibilidade declarada, maior o $P_{GÁS}$.

FIGURA V. 10 – Mapa de Curvas ISO ICB/TIR: P_{GÁS} versus Inflexibilidade



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

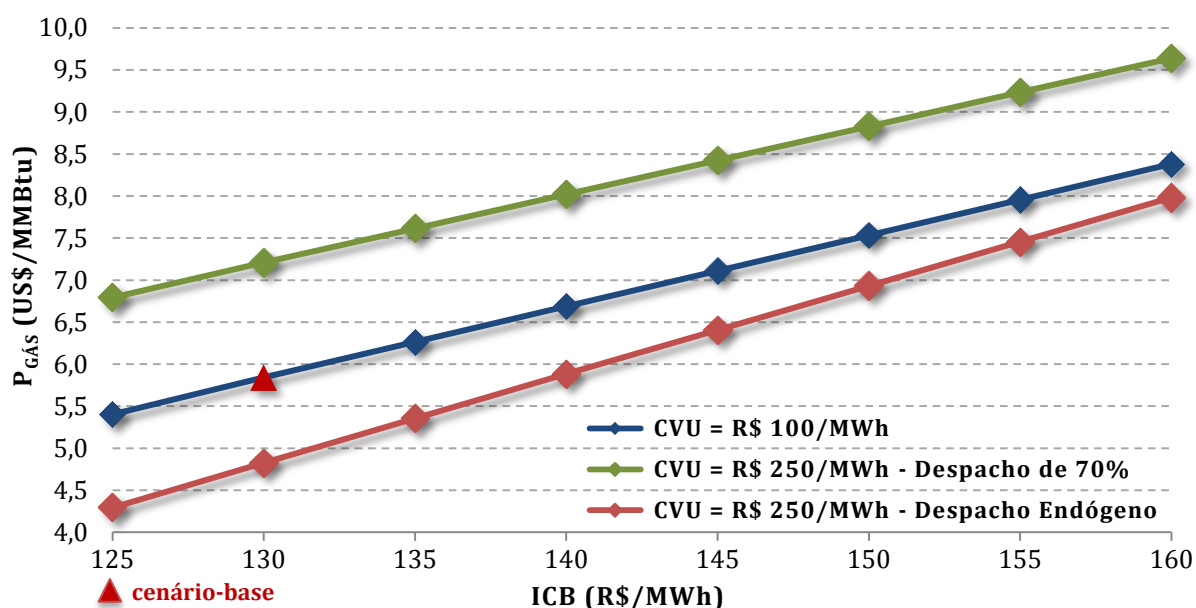
FIGURA V. 11 – Mapa de Curvas ISO P_{GÁS}: ICB versus Inflexibilidade



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

O Modelo também nos permite traçar curvas de $P_{GÁS}$ constante, agora pré-determinado, para diferentes combinações de ICB e inflexibilidade. A Figura V. 11 apresenta um mapa de curvas ISO $P_{GÁS}$ considerando o cenário-base e mantendo constante o CVU em R\$ 100/MWh, porém pressupondo despacho integral por todo o período. Como podemos observar, é possível atingir um $P_{GÁS}$ de US\$ 7/MMBtu com ICB de R\$ 130/MWh e inflexibilidade de 10%.

FIGURA V. 12 – Preço do Gás versus ICB



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

A Figura V. 12 nos mostra o impacto no $P_{GÁS}$ de aumentos do ICB para térmica 50% inflexível, seguindo a calibragem do cenário-base. Consideram-se três cenários distintos: CVU de R\$ 100/MWh com despacho médio esperado de 70% da disponibilidade, correspondente a probabilidade endógena; CVU de R\$ 250/MWh com despacho médio esperado de 54% da disponibilidade, dado pelo Modelo; e CVU de R\$ 250/MWh com despacho médio inalterado de 70% da disponibilidade. Estes cenários procuram investigar o impacto no $P_{GÁS}$, para térmica 50% inflexível, da elevação recente do limite máximo permitido para o CVU, para cenários de competitividade variando de R\$ 125 a R\$ 160/MWh. Nota-se que o $P_{GÁS}$ é bastante sensível a aumentos do ICB, mas a expectativa de despacho influi significativamente na determinação do seu nível.

Para o CVU de R\$ 100/MWh, uma elevação de 28% do ICB, passando de R\$ 125 para R\$ 160/MWh, implica em um aumento do $P_{GÁS}$ de 55%, saltando de US\$ 5,4 para US\$ 8,4/MMBtu. Com este CVU é possível alcançar valores para o $P_{GÁS}$ superiores a US\$ 7/MMBtu, com um consumo esperado de 1,4 MMm³/d, se o ICB se elevar para patamar acima de R\$ 140/MWh.

A expansão do limite estabelecido para o CVU ao longo dos últimos leilões, de R\$ 100 para R\$ 250/MWh, como visto no Capítulo IV, permite um ganho no $P_{GÁS}$, sem perda de competitividade (mantendo constante algum nível de ICB), se a expectativa de despacho não se alterar. Isto é, se o aumento do CVU não implicar em menor geração, considerando que o despacho médio esperado se manterá em 70% da disponibilidade máxima, o aumento do CVU se traduz em maior monetização do gás. Porém, se o aumento do CVU implicar em menor despacho, como supõe a série de CMO utilizada no cálculo do ICB, para manter constante algum nível de ICB, o $P_{GÁS}$ deve se reduzir em relação ao valor obtido com CVU de R\$ 100/MWh. Desta forma, com o aumento do CVU para R\$ 250/MWh, supondo inalterada a probabilidade de despacho, é possível atingir um $P_{GÁS}$ superior a US\$ 7/MMBtu com o patamar atual do ICB em torno de R\$ 130/MWh. Se o ICB se elevar para R\$ 160/MWh, é possível alcançar valores de $P_{GÁS}$ em torno de US\$ 9,5/MMBtu.

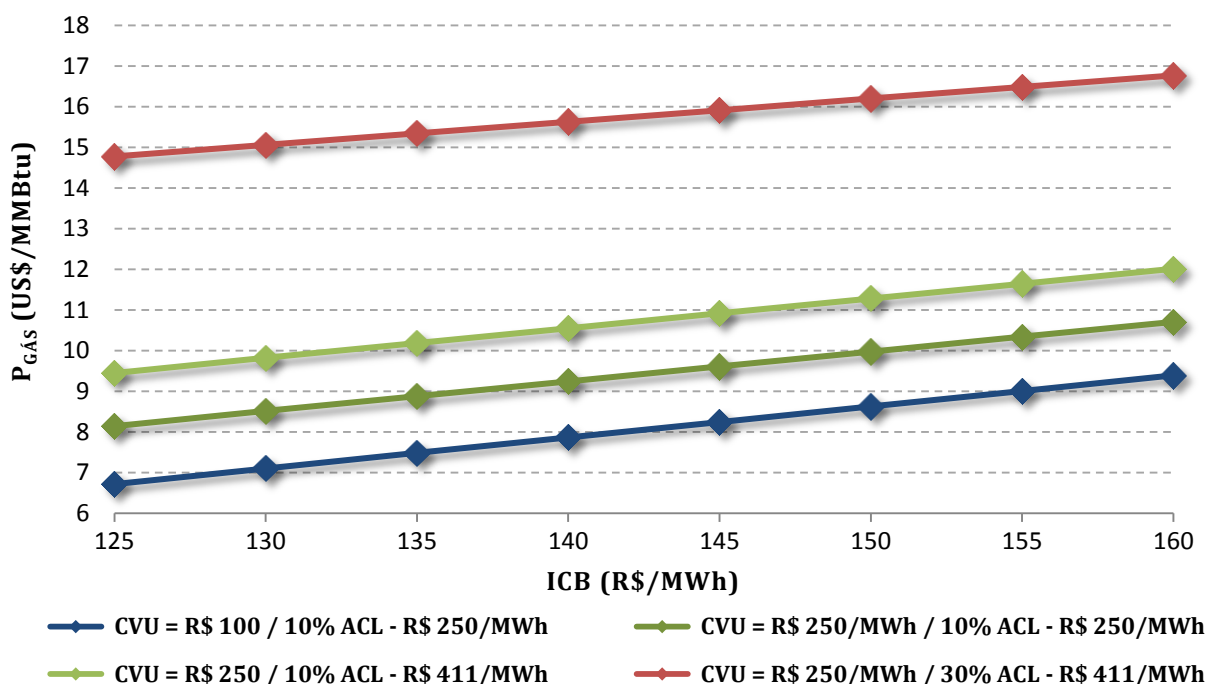
Por fim, podemos investigar qual o impacto no $P_{GÁS}$ de destinar parte da energia contratável ao mercado livre (ACL). Até o presente, o limite mínimo exigido de comercialização no mercado regulado (ACR) da energia habilitada nos leilões foi de 70%, o que permite à térmica comercializar posteriormente 30% de sua garantia física no ACL.

Entretanto, os empreendedores encontram dificuldades em reservar toda esta parcela para o mercado livre, pois os prazos contratuais mais longos neste ambiente se limitam geralmente a cinco anos. Portanto, ofertar menos energia ao mercado regulado no leilão implica em menor garantia de recebíveis e, conseqüentemente, maior parcela de capital próprio na construção. Se apoiar em contratos de curto prazo para toda essa energia descontratada não é factível.

Os consumidores livres tendem a firmar contratos de até cinco anos, pois após este período eles podem regressar ao mercado cativo. Por outro lado, este é o maior horizonte dos leilões de energia (A-5 e estruturantes), que sinalizam o custo marginal de expansão do sistema. Ademais, poucos consumidores preveem com segurança o seu nível de atividade para horizontes mais extensos.

Com o atual patamar de preços, os contratos de curto prazo (em geral até 1 ano) são firmados com base no PLD. Porém, contratos de longo prazo (geralmente até 5 anos) se aproximam do custo marginal de expansão. A tarifa regulada é, portanto, um balizador dos preços de longo prazo do mercado livre. Deve-se notar que o PLD muito elevado pode ser vantajoso no curtíssimo prazo para quem vende energia no mercado livre, porém a persistência de preços elevados pode afugentar consumidores atuais e potenciais.

FIGURA V. 13 – Impacto da Comercialização no Mercado Livre para o $P_{GÁS}$



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações realizadas pelo Modelo GEE-GAS-POWER.

A Figura V. 13 apresenta o impacto no $P_{GÁS}$ da comercialização de parte de energia no mercado livre. Em todos os cenários investigados, sempre se pressupõe despacho médio esperado de 70% da disponibilidade máxima, o equivale a consumo de 1,4 MMm³/d, e nível de inflexibilidade de 50%. Os três primeiros cenários consideram a comercialização de 10% da energia no mercado livre e o último 30%. O primeiro supõe CVU de R\$ 100/MWh e preço no ACL de R\$ 250/MWh, alcançando $P_{GÁS}$ superior a US\$ 8/MMBtu para valores de ICB maiores de R\$ 140/MWh. O segundo cenário supõe CVU e preço no ACL ambos de R\$ 250/MWh, atingindo valores de $P_{GÁS}$ superiores a US\$ 9/MMBtu para ICB maiores de R\$ 140/MWh. O terceiro cenário também considera CVU de R\$ 100/MWh, mas preço no ACL de R\$ 411/MWh, remunerando o gás a preços superiores a US\$ 10/MMBtu já para ICB de R\$ 140/MWh. O quarto e último cenário considera CVU de R\$ 250/MWh e preço dos 30% de energia destinada ao ACL de R\$ 411/MWh, atingindo valores para o $P_{GÁS}$ entre US\$ 14,7 e US\$ 16,7/MMBtu para o ICB variando entre R\$ 125 e R\$ 160/MWh. Entretanto, este cenário é pouco factível, pois girar 30% da energia a este preço em contratos de curto prazo por todo o longo período projetado é muito improvável, impondo grandes incertezas ao fluxo projetado.

CONCLUSÕES

Frente aos desafios em compatibilizar as matrizes elétricas com a agenda ambiental, a garantia de suprimento e a modicidade tarifária, os países retomam a coordenação centralizada da expansão do parque gerador. Neste contexto, a escolha tecnológica torna-se cada vez mais relevante, apontando para um campo de estudo autônomo, contíguo as vastas literaturas já existentes sobre os desenhos mais adequados de leilões, de mercado e de arcabouços institucional-regulatórios.

A maior diversidade de tecnologias de geração elétrica implicou na convivência mais intensa entre tecnologias despacháveis e fontes intermitentes, revelando falha e insuficiente a tradicional escolha da alternativa com menor custo nivelado (LCOE). No contexto de maior penetração das fontes renováveis intermitentes, é crucial para a análise considerar, de alguma forma, o valor da energia gerada, como indica Joskow (2011). Seguindo esta direção, aprimoramentos recentes sugerem o confronto com os benefícios de cada alternativa (LACE), avaliados pelo custo evitado da geração de plantas mais custosas, apontando para uma análise de benefício-custo (LACE-LCOE). Alternativamente, a abordagem de portfólios eficientes enfatiza a necessidade de avaliarmos e escolhermos *mix* de geração que minimizem custos e riscos globais, ao invés de selecionarmos tecnologias apenas pelo menor custo.

Vimos que o Brasil adotou um Índice de Custo Benefício próprio para comparar as tecnologias complementares à expansão hídrica de sua matriz. O ICB aproxima-se da análise de melhor benefício-custo proposta pelo confronto LACE-LCOE, embora tenha adaptado a ideia de custos evitados às peculiaridades de seu sistema predominantemente hídrico. O custo evitado calculado pelo ICB não se refere ao deslocamento (indesejável) do despacho hídrico, mas sim ao custo de se evitar o despacho da própria planta – um “*custo evitado às avessas*”.

Desenvolvido para comparar alternativas contrastando custos e benefícios, o ICB levou em conta o perfil do parque gerador instalado, favorecendo tecnologias complementares ao despacho hídrico. Pode-se dizer que a noção de portfólio – *desejável*, mas não necessariamente *eficiente* – esteve presente na lógica de seleção do ICB.

Entretanto, o ICB foi concebido sob um paradigma operativo que não mais se verifica, incorrendo em viés de seleção que favoreceu a contratação de térmicas flexíveis e de fontes intermitentes complementares ao regime hídrico predominante. Ao longo dos leilões realizados, o ICB selecionou térmicas flexíveis com elevado CVU, movidas principalmente a óleo e diesel; térmicas inflexíveis movidas a biomassa; algumas térmicas movidas a gás natural e poucas a carvão; e, ultimamente, bastante eólicas. O parque térmico selecionado é

praticamente todo flexível, porém implica em gastos variáveis muito elevados quando despachado – razão suficiente para suscitar inúmeras críticas.

O sistema elétrico brasileiro encontra-se, entretanto, em um ponto de inflexão delicado. Frente ao aumento contínuo da demanda, à expansão de fontes intermitentes e à impossibilidade de ampliar a capacidade de armazenamento hídrico, a perda de regularização dos reservatórios indica uma mudança no paradigma operativo. Térmicas inflexíveis deverão ser adicionadas ao parque gerador para evitar um deplecionamento acentuado dos reservatórios, elevando a segurança energética.

Sob esta “nova” perspectiva operativa, o ICB incorreu em viés de seleção, favorecendo alternativas que não se revelaram ótimas sob o ponto de vista da modicidade tarifária e da garantia de suprimento. Neste sentido, o ICB não acompanhou a evolução do portfólio eficiente do parque gerador brasileiro.

Verificamos que inúmeros parâmetros, muitos discricionários, afetam a competição e a competitividade das tecnologias nos LEN, dentre os quais se destacam: a esperança dos futuros CMO; a metodologia de cálculo da GF; o limite ao CVU; o nível máximo de inflexibilidade permitido; a definição de quais fontes podem se habilitar; e o preço-teto estabelecido para os produtos quantidade e disponibilidade. Desta forma, embora os planejadores advoguem que a competição *pele mercado* determina a conformação da matriz futura, na prática há inúmeros parâmetros e mecanismos discricionários que permitem orientar a expansão para uma direção pré-determinada, condicionando a competição às preferências do planejador. Entretanto, é preferível desenvolver métodos comparativos e critérios de seleção efetivos que sejam capazes de indicar rotas eficientes, guiadas por indicadores econômicos, a apostar em políticas discricionárias pautadas por regras *ad hoc*.

Neste sentido, enquadrar o ICB na discussão de escolhas tecnológicas é imprescindível para se viabilizar os aprimoramentos necessários na rota de expansão do parque gerador brasileiro. Uma vez consolidada a crítica à metodologia atual do ICB, novos estudos devem se orientar para propostas de aprimoramentos, sob a luz da análise de escolhas tecnológicas.

O gás natural se apresenta como o energético mais promissor para fazer frente à expansão do despacho térmico na base da geração, pois além de ser mais eficiente e menos poluente dos que os demais combustíveis fósseis, certamente implicará em custo de geração inferior ao custo médio do atual parque térmico, contribuindo para a modicidade tarifária.

A dissertação apresentou o Modelo GEE-GAS-POWER, especialmente desenvolvido para investigar a competitividade das térmicas a gás nos leilões de energia nova. O Modelo

nos permitiu identificar o máximo preço do gás natural que a térmica pode pagar ao *upstream*, para dados níveis de competitividade (ICB) e viabilidade (TIR).

A partir do Modelo, traçamos curvas ISO ICB/TIR para mapear combinações de inflexibilidade e preço de gás que geram o mesmo ICB e a mesma TIR para a térmica, quantificando a perda de competitividade das plantas voltadas para geração na base sob a atual metodologia de cálculo do ICB.

Também discutimos que a comprovação de lastro de combustível para todas as térmicas a gás candidatas nos leilões configura-se como uma exigência equivocada que impede a contratação de potenciais projetos vencedores. A proposta de Veiga et al. (2012) de reduzir o horizonte de comprovação contínua para cinco anos futuros, tempo suficiente para a operação e o planejamento se adequarem a uma possível falta de gás, restrita aos projetos vencedores, aponta para uma solução desejável.

Os LEN realizados em 2013 apresentaram uma elevação no patamar do ICB, saltando de valores próximos a 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.

No atual contexto de elevação do patamar do PLD, que passou de uma média inferior a R\$ 100/MWh até setembro de 2012, para R\$ 411/MWh a partir de então, destinar parte da energia ao ACL pode elevar a monetização do gás natural para patamar superior a US\$ 10/MMBtu. Entretanto, o prazo contratual neste ambiente é bem inferior aos recebíveis obtidos nos leilões, dificultando a viabilidade de térmicas que optem por comercializar parte significativa de sua energia no mercado livre.

Embora as perspectivas para o médio prazo indiquem uma elevação gradual do ICB e um crescimento significativo da oferta doméstica de gás natural, favorecendo a competitividade e a viabilidade das térmicas nos LEN, a metodologia de cálculo atual do ICB permanece penalizando alternativas substitutas ao despacho hídrico.

Diante da perda de regularização dos reservatórios, térmicas inflexíveis voltadas para geração na base devem ser viabilizadas para que a garantia de suprimento e a modicidade tarifária não sejam comprometidas. Torna-se cada vez mais premente repensar a rota de expansão da matriz elétrica brasileira, adequando o ICB à nova realidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP (2010). **Gás Não Convencional**. Nota Técnica nº 09/2010-SCM.
- ALMEIDA, E. L. F. (1999). **Une Analyse Evolutionniste du Changement dans la Technologie des Moteurs Electriques**. Tese de Doutorado – Institut D’Economie et de Politique de L’Energie / Universite Pierre Mendes France de Grenoble.
- _____ (2013). **Setor de Energia no Brasil: O Balanço de 2013**. Boletim Infopetro, Ano 13, nº 5. (Disponível em: <http://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro11122013.pdf> Acesso em: Julho, 2014).
- _____ (2014). **Financiamento do Setor Elétrico: Novamente um Gargalo para o Desenvolvimento?** Boletim Infopetro, Ano 14, nº 1. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro03042014.pdf> . Acesso em: Julho, 2014).
- 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.
- ALMEIDA, E. L. F.; COLOMER, M. (2013). **Indústria do Gás Natural – Fundamentos Técnicos e Econômicos**. SYNERGIA Editora.
- ARAÚJO, J. L. R. H. (1997). **Regulação de monopólios e mercados: questões básicas**. In: I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura – IE/UFRJ. (Disponível em: <http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/araujo1.pdf>. Acesso em: Março, 2014).
- ARAÚJO, J. L. R. H. et al. (2008). **Reform of the Reforms in Brazil: Problems and Solutions**. In: Sioshansi, F. *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*.
- ARTHUR, B. (1994). **Increasing Returns and Path Dependence in the Economy**. Michigan, The University of Michigan Press.
- AWERBUCH, S. (2004). **Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Implications for Renewables and Energy Security**. (Disponível em: http://www.awerbuch.com/shimon_pages/shimondocs/unepfco_portfolio.pdf. Acesso em: Fevereiro, 2014).
- AWERBUCH, S. (2006). **Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Implications for Renewables and Energy Security**. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 11, 693-710. (Disponível em: <http://link.springer.com/article/10.1007/s11027-006-4754-4>. Acesso em: fevereiro, 2014).
- AWERBUCH, S.; BERGER, M. (2003). **Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making**. IEA/EET Working Paper EET/2003/03. Paris. (Disponível em: <http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/iea-portfolio.pdf>. Acesso em: Fevereiro, 2014).
- AWERBUCH, S.; YANG, S. (2007). **Efficient Electricity Generating Portfolios for Europe: Maximising Energy Security and Climate Change Mitigation**. EIB Papers,

ISSN 0257-7755, Vol. 12, Iss. 2, pp. 8-37. (Disponível em: <http://hdl.handle.net/10419/44888>. Acesso em: Fevereiro, 2014).

BAUMOL, W. (1977). **On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry**. The American Economic Review December 1977: 809-822.

BICALHO, R. G. (1997). **A Formação de Regularidades Tecnológicas na Indústria de Eletricidade**. Tese de Doutorado – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

_____ (2014a). **A Transição Elétrica: Muito Além da Falta de Chuvas**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 1. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro03042014.pdf>. Acesso em: Julho, 2014).

_____ (2014b). **A Crise Elétrica e a Falta de Coordenação**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 2. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro05062014.pdf>. Acesso em: Julho, 2014).

BICALHO, R.; QUEIROZ, R. (2012). **Segurança Energética e Mudança Climática: Estruturando o Debate Energético**. GEE – TD nº 3/2012. (Disponível em: http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes_ceed/TD_gee_ibp_003-BicalhoFinal.pdf. Acesso em: Março, 2014).

BORENSTEIN, S. (2002). **The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster**. Journal of Economic Perspectives, vol. 16, nº 1.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2014). Resultado Consolidado dos Leilões – Junho/2014. (Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em: Junho, 2014).

COLOMER, M. (2013). **A Competitividade Tributária do Gás Natural**. Boletim Infopetro, Ano 13, nº 2. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro05062013.pdf>. Acesso em: Maio, 2014).

CHIPP, H. (2009). **Os Desafios da Garantia de Abastecimento do Setor Elétrico**. Apresentação no Seminário 5 anos do Marco Regulatório: Realidades e Perspectivas para o Setor de Energia Elétrica.

D'ARAÚJO, R. P. (2009). **Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil**. Série Pensar o Brasil. CONFEA.

_____ (2012). **Setor Elétrico Brasileiro: Mais Reservatórios ou Critérios Mais Coerentes?** Boletim Infopetro, Ano 12, nº 2. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro05062012.pdf>. Acesso em: Junho, 2014).

_____ (2014a). **A Crise do Setor Elétrico: Os Problemas que Permanecem Embaixo do Tapete**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 1. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro03042014.pdf>. Acesso em: Maio, 2014).

_____ (2014b). **Bandeiras Tarifárias: Você Assume Parte do Risco**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 3. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/09/infopetro07082014.pdf>. Acesso em: Agosto, 2014).

DE OLIVEIRA, A. (1997). **Reforma do Setor Elétrico: Que Podemos aprender da Experiência Alheia.** Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro.

_____. (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.* (Disponível em: http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livro_completo.pdf. Acesso em: Março, 2014).

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (2014). **Implementing Electricity Market Reform (EMR).** (Disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf. Acesso em: Julho, 2014).

DIAS LEITE, A. (1997). **A Energia do Brasil.** Editora Nova Fronteira.

EIA – Energy Information Administration (2014). **Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014.** (Disponível em: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf . Acesso em: Abril, 2014).

_____. (2013a). **Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement.** (Disponível em: http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf. Acesso em: Abril, 2014).

_____. (2013b). **Assessing the Economic Value of New Utility-Scale Electricity Generation Projects.** (Disponível em: http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/lace-lcoe_070213.pdf. Acesso em: Abril, 2014).

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2013a). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022.** (Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20140124_1.pdf. Acesso em: Maio, 2014).

_____. (2013). **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica – Metodologia de Cálculo.** No EPE-DEE-RE-102/2008-r5.

_____. (2012). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.** (Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf. Acesso em: Maio, 2014).

_____. (2011). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020.** (Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_1.pdf. Acesso em: Maio, 2014).

EPE/MME – Empresa de Pesquisa Energética/Ministério de Minas e Energia (2013). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013.**

INSTITUTO ACENDE BRASIL (2012). **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações.** White Paper nº 7.

FILGUEIRAS, M. (2010). **A Política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu Impacto sobre a Competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero.** Dissertação de Mestrado – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- HALLACK, M.; VAZQUEZ, M. (2013). **O Problema da Interação Energia Eólica, Hidráulica e Gás Natural**. Boletim Infopetro, Ano 13, nº 3. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro07082013.pdf>. Acesso em: Julho, 2014).
- JOSKOW, P. L. (2011). **Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies**. MIT CEEPR Working Paper. (Disponível em: <http://economics.mit.edu/files/6317>. Acesso em: Fevereiro, 2014).
- _____ (2006). **Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies**. In: Sioshansi, F.; Pfaffenberger, W. *Electricity Market Reform: An International Perspective*.
- KELMAN, J. (coord.) (2001). **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**.
- KELMAN, J.; VEIGA, M.; KELMAN, R. (2002). **Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos**. (Disponível em: http://www.kelman.com.br/pdf/energia_firme_sistemas-abrh.pdf. Acesso em: Junho, 2014).
- KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (orgs.) (2002). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil**. Editora Campus.
- LANDES, D. S. (2005). **Prometeu Desacorrentado – Transformação tecnológica e desenvolvimento industrial na Europa ocidental, de 1750 até os dias de hoje**. Editora Campus.
- LEIFMAN, M. (2013). **LCOE and LACE – Seeking Simplicity**. Apresentação no EIA LCOE/LACE Workshop. (Disponível em: http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/4_Leifman.pdf. Acesso em: Abril, 2014).
- LOSEKANN, L. D. (2003). **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência**. Tese de Doutorado – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- _____ (2008). **The Second Reform of the Brazilian Electricity System**. International Journal of Global Energy Issues, v. 29, p. 75-87.
- _____ (2010). **A Integração Truncada das Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil**. Boletim Infopetro, Ano 10, nº 4. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro09102010.pdf>. Acesso em: Maio, 2014).
- _____ (2013). **Desafio do Setor Elétrico Brasileiro: Novo Papel dos Reservatórios**. Boletim Infopetro, Ano 13, nº 3. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro07082013.pdf>. Acesso em: Julho, 2014).
- _____ (2014a). **10 anos do “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”: Sem motivos para comemorar**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 1. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro03042014.pdf>. Acesso em: Julho, 2014).

- _____ (2014b). **Impactos da Crise Elétrica e as Próximas Páginas do Setor Elétrico Brasileiro**. Boletim Infopetro, Ano 14, n° 2. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro05062014.pdf> . Acesso em: Julho, 2014).
- LOSEKANN, L. D.; ALMEIDA, E.; MARRERO, G.; RAMOS-REAL, F. (2013). **Efficient Power Generating Portfolio in Brazil: Conciliating Cost, Emissions and Risk**. Energy Policy. (Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.049>. Acesso em: Fevereiro, 2014).
- MARRERO, G. A.; RAMOS-REAL, F. J. (2010). **Electricity Generation Cost in Isolated System: the Complementarities of Natural Gas and Renewables in the Canary Islands**. Renewable & Sustainable Energy Reviews 14(1), 2808–2818. (Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.06.007>. Acesso em: Fevereiro, 2014).
- 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. (Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2346>. Acesso em: Janeiro, 2014).
- NEWBERY, D. (2011). **Reforming Competitive Electricity Markets to Meet Environmental Targets**. Cambridge Working Paper in Economics n° 1154.
- NAMOVICZ, C. (2013). **Assessing the Economic Value of New Utility-Scale Generation Projects**. Apresentação no EIA LCOE/LACE Workshop. (Disponível em: http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/1_Namovicz.pdf. Acesso em: Abril, 2014).
- ONS (2012). **Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012 – Vol. I – Relatório Executivo**. (Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: Março, 2014).
- _____ (2012b) **Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012 – Vol. II – Relatório Complementar**.
- _____ (2013). **Plano da Operação Energética 2013/2017 – PEN 2013 – Vol. I – Relatório Executivo**. (Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: Março, 2014).
- OLIVEIRA, B. N. de (2008). **Modelo de Comercialização de Energia pela Opção de Disponibilidade na Geração Termelétrica**. Dissertação de Mestrado apresentada na COPPE – Planejamento Energético – UFRJ.
- PINTO JR., H. Q.; ALMEIDA, E. L. F.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTY, M. (2007). **Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Editora Campus.
- POSSAS, M. L. (1996). **Competitividade: Fatores Sistêmicos e Política Industrial. Implicações para o Brasil**. In: CASTRO, A. B. et al. (org.) Estratégias Empresariais na Indústria Brasileira: discutindo mudanças. Editora Campus.

- QUEIROZ, R. (2013). **Setor Elétrico Brasileiro: Uma História de Reformas**. Boletim Infopetro, Ano 13, nº 4. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro09102013.pdf> . Acesso em: Junho, 2014).
- _____ (2014). **A Crise do Setor Elétrico: A Necessidade de Decisões Colegiadas**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 2. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro05062014.pdf>. Acesso em: Junho, 2014).
- QUINTINO JR., A. R.; BULHÕES, F. C. C.; MELO, M. S. M. (2013). **Avaliação dos Impactos Econômicos da Certificação P90 como Requisito de Gerenciamento do Risco na Tomada de Decisão de Investimento e Contratação de Geração Eólica: Estudo de Caso**. Brazil Windpower 2013. (Disponível em: <http://www.brazilwindpower.org/archives/anuario/QUINTINO.pdf>. Acesso em: Junho, 2014).
- REGO, E. E. (2012). **Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: Aspectos Conceituais, Metodológicos e suas Aplicações**. Tese de Doutorado apresentada no Programa de Pós-Graduação em Energia da USP.
- SOUSA, F. J. R. de (2009). **A Geração Termelétrica: A Contribuição das Térmicas a Gás Natural Liquefeito**. Dissertação de Mestrado apresentada no Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da UNICAMP.
- TCU – Tribunal de Contas da União (2010). **Relatório de Auditoria – Temas de Maior Significância – Segurança Energética**. TC-021.247/2008-5.
- _____ (2014). **Monitoramento do Relatório de Auditoria – Temas de Maior Significância – Segurança Energética**. TC-012.949/2013-2.
- TERRY, L. A. (2003). **Monopólio Natural na Geração e Transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro**. In: SAUER, I. L. et al. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Paz e Terra, 2003.
- TIMPONI, R. R. (2010). **Leilões como Mecanismos de Planejamento da Expansão da Geração Elétrica: O Caso do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de Mestrado apresentada no Instituto de Economia da UFRJ.
- VEIGA, M. et al. (2012). **Requisito de Lastro de Gás Natural para Viabilizar a Participação de Termelétricas nos Leilões de Energia Nova: Análise e Propostas**. Rio Oil and Gas. IBP1362_12.
- VEIGA, M. et al. (2014). **Analysis, Under an Energetic Perspective, of the Maximum Insertion of Wind Power into the Brazilian Electricity Mix**. PSR. (Disponível em: <http://www.psr-inc.com.br>. Acesso em: Fevereiro, 2014).
- VEIGA, M. (2009). **Cálculo dos Índices Custo Benefício dos Leilões de Energia Nova**. Apresentação no Seminário ABCE Canal Energia.

ANEXO

Base de Dados Utilizada na Regressão da Garantia Física

UTE	POT	DISP	CVU	GF	GF_DISP	D_INFLEX	GF_EST
ALTOS	13,12	12,67	645,37	7,9	0,62352	0	0,690028
ARACATI	11,48	11,12	645,37	6,7	0,602518	0	0,690028
BAHIA 1	31,6	29,11	718,85	19	0,652697	0	0,6693
BAIXADA FLU	530	503,82	85,76	430,2	0,853876	0	0,847885
BATURITE	11,48	11,12	645,37	11,48	1,032374	0	0,690028
CAMACARI MURICY I	148	143	827,15	101,4	0,709091	0	0,63875
CAMACARI POLO DE APOIO I	148	141,12	827,15	101,4	0,718537	0	0,63875
CAMPINA GRANDE	164,2	162,4	532,37	123,6	0,761084	0	0,721903
CAMPO MAIOR	13,12	12,67	645,37	7,9	0,62352	0	0,690028
CANDIOTA 3	350	317,19	58,22	303,5	0,95684	1	1,001251
CAUCAIA	14,76	14,32	645,37	14,76	1,030726	0	0,690028
CISFRAMA	4	3,27	208,65	2,3	0,703364	0	0,81322
COCAL	28,2	27,08	162,19	19,3	0,712703	0	0,826326
CRATO	13,12	12,67	645,37	7,9	0,62352	0	0,690028
CUBATAO	249,9	206,81	224,74	205,6	0,994149	1	0,954278
DAIA	44,1	35,91	702,71	19,7	0,548594	0	0,673853
DO ATLANTICO	490	419,79	129,15	419,8	1,000024	1	0,981243
ELETROBOLT	379	373,63	198,14	379	1,014373	0	0,816185
GLOBAL I	148,8	142,91	528,87	105,3	0,736827	0	0,722891
GLOBAL II	148,8	139,99	528,87	109,3	0,78077	0	0,722891
GOIANIA II	140	129,09	764,92	65,3	0,505849	0	0,656305
IGUATU	14,76	14,32	645,37	8,5	0,593575	0	0,690028
JUAZEIRO DO NORTE	14,76	14,32	645,37	14,76	1,030726	0	0,690028
LINHARES	204	193,92	126,44	98,7	0,508973	0	0,83641
MACAE MERCHANT	928,7	878,29	348,83	674,3	0,767742	0	0,773677
MARACANAU I	162,3	154,91	516,6	122,9	0,793364	0	0,726352
MARACANAÚ II	70	66,542	479,16	53,3	0,800998	0	0,736913
MARAMBAIA	13,12	12,67	645,37	7,9	0,62352	0	0,690028
MARANHAO III	499,2	482,12	55,36	470,7	0,976313	1	1,002058
MC2 JOAO NEIVA	330	327,54	79,67	233,3	0,712279	0	0,849603
MC2 JOINVILLE	330	327,54	79,67	233,3	0,712279	0	0,849603
MC2 NOVA VENECIA 2	176	170,76	151,74	101,6	0,594987	0	0,829273
MPX	700	649,29	104,86	631	0,971831	0	0,842498
NAZARIA	13,12	12,67	645,37	7,9	0,62352	0	0,690028
NOVA OLINDA	165	152,95	532,35	120,8	0,789801	0	0,721909
PALMEIRAS DE GOIAS	174,3	133,95	738,06	69,8	0,52109	0	0,663881
PAU FERRO I	94	93,98	1116,69	46,5	0,494786	0	0,557076
PECEM	14,76	14,32	645,37	8,5	0,593575	0	0,690028
PERNAMBUCO III	200,79	194,82	392,76	109,2	0,560517	0	0,761285
PETROLINA	136	125,31	907,5	84,7	0,675924	0	0,616085

PORTO DO PECÉM II	360	342,19	112,38	294,7	0,861217	0	0,840376
POTIGUAR	52,8	50,71	1007,24	27,8	0,548215	0	0,58795
POTIGUAR III	66	54,78	1007,23	29,5	0,538518	0	0,587953
ST. CRUZ NOVA	766	458,44	85,26	401,2	0,875142	0	0,848026
SUAPE II	350	369,94	541,36	265,4	0,717414	0	0,719367
TERMOCABO	49,7	46,78	525,89	38	0,812313	0	0,723731
TERMOCEARA	242	219,03	217,91	205,8	0,939597	0	0,810608
TERMOMANAUS	142,2	142,77	1116,69	70,4	0,493101	0	0,557076
TERMOMARANHÃO	350	342,28	107,43	332,7	0,972011	0	0,841773
TERMONORDEST	170,8	155,91	528,69	123,8	0,794048	0	0,722941
TERMOPARAIBA	170,8	155,91	528,69	123,9	0,794689	0	0,722941
TERMOPE	601,8	493,56	70,16	491,1	0,995016	1	0,997883
TERMORIO	1058,3	998,04	154,24	986,6	0,988538	1	0,974165
TOCANTINÓPOLIS	165	152,95	532,35	120,8	0,789801	0	0,721909
TRES LAGOAS	258,319	335,76	126,73	335,8	1,000119	0	0,836328
VIANA	170,8	167,68	532,36	121,5	0,724594	0	0,721906
XAVANTE	53,576	47,59	1018,89	22,2	0,466485	0	0,584663

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE, CCEE e ONS.