



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA

RAUL RAMOS TIMPONI

**LEILÕES COMO MECANISMO DE PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DE GERAÇÃO ELÉTRICA:
O CASO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2010

RAUL RAMOS TIMPONI

**LEILÕES COMO MECANISMO DE PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DE GERAÇÃO ELÉTRICA:
O CASO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Ciências Econômicas.

ORIENTADOR: Prof. Dr. NIVALDE JOSÉ DE CASTRO

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2010

T586 Timponi, Raul Ramos.
Leilões como mecanismo de planejamento da expansão de
geração elétrica : o caso do setor elétrico brasileiro /
Raul Ramos Timponi. Rio de Janeiro : UFRJ, 2010.
141 f. : 30 cm.

Orientador: Nivalde José de Castro.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, Instituto de Economia, 2010.
Bibliografia: f. 136-141.

Leilões. 2. Energia elétrica – Brasil. 3. Custos de
transação. I. Castro, Nivalde José de. II. Universidade Federal
do Rio de Janeiro. Instituto de Economia.

RAUL RAMOS TIMPONI

**LEILÕES COMO MECANISMO DE PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DE GERAÇÃO ELÉTRICA:
O CASO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (2005 A 2009)**

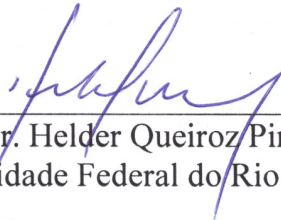
Dissertação apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Ciências Econômicas.

Aprovada em 07 de dezembro de 2010.

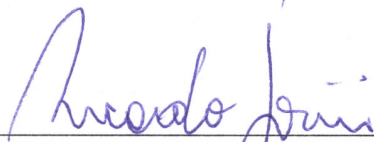
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Nivalde José de Castro
Universidade Federal do Rio de Janeiro



Prof. Dr. Helder Queiroz Pinto Júnior
Universidade Federal do Rio de Janeiro



Dr. Ricardo Gorini de Oliveira
EPE – Empresa de Pesquisa Energética



Ao universo e a todos os seres humanos,
em especial minha família

AGRADECIMENTOS

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, através do Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás Natural, pelo apoio financeiro durante a realização deste trabalho.

Deixo meus carinhos agradecimentos ao professor Nivalde de Castro, orientador dessa pesquisa, pelos ensinamentos, pelo apoio e pela paciência nesses mais de 2 anos de agradável parceria. Eximo o mesmo de qualquer erro e inconsistência que possam ter perdurado mesmo após sua sábia orientação.

Agradeço especialmente à minha família, sem os quais não chegaria até aqui e com os quais conto para o restante da caminhada. Minha mãe, Maria Inez, com vigor de uma guerreira e a delicadeza de uma flor me ensinou a ver e amar a beleza da vida. Meu pai, Frederico, sempre presente e participativo, um exemplo para mim. Suas vindas ao Rio foram fundamentais para suavizar o período turbulento do mestrado. Ao meu irmão Mateus, escolhido a dedo pelo destino para ser meu parceiro eterno. Se lhe sirvo de exemplo, espero fazê-lo tão bem quanto nossos pais o fazem. Ao Júlio, Pietra e Soraia, pessoas do bem, da nova família. Obrigado por me aceitarem e me apoiarem com tanto amor. Aos meus queridos familiares cariocas, tia Adriana, Guga, Felipe, Bruna, Anderson e a mais recém chegada Luisa. Agradeço pelo acolhimento e carinho de cada um. Enfim, a todo o restante da família, minhas avós Dora e Yolanda, tios e primas que, mesmo à distância, sempre enviaram votos de paz e incentivo. Amo a todos.

Não poderia deixar de agradecer ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) pelo ambiente agradável, amistoso, acolhedor e rico em saber. Aos professores Rubens Rosental e André Leite, amigos Fabiano, Daniel, Simona e muitos outros. Agradeço à Linda por ser sempre prestativa e gentil. Um agradecimento especial ao Victor, Guilherme, Pedro e Roberto Brandão pelas horas infindáveis de “consultoria” boa e barata, prestadas com tanta boa vontade. Este último, Roberto, reforço o meu obrigado por todo o tempo depreendido em telefonemas, e-mails, conversas, sempre disposto a disseminar seu vasto conhecimento. Registro ainda meus reconhecimentos a todo o corpo docente do IE/UFRJ, pelo aprendizado e pelo ambiente. Aos professores Helder Queiroz e Edmar Fagundes, pelos cursos ministrados na área de energia e por, indiretamente, me motivarem a enveredar por estes caminhos.

Agradeço ainda aos meus queridos colegas de mestrado pelas experiências trocadas e momentos felizes juntos. Espero que o fim desta etapa não afaste pessoas tão queridas. Aos colegas de república: Vinicius, Gregório, Vitor, Fabrizio, Patrick, Francisco, Thales. A Thiago e Bento pelo companheirismo e amizade. Vocês foram fundamentais para tornar essa experiência inesquecível. Também faço um agradecimento aos amigos de Brasília, que sempre me apoiaram e mostraram que para uma verdadeira amizade à distância é um mero detalhe.

Por fim, um agradecimento carinhoso à minha namorada Caroline. Uma verdadeira companheira que não mediu esforços em sempre me apoiar, estimular, escutar e, por infinitas vezes, renunciar o nosso tempo livre. Mesmo nos momentos mais difíceis essa menina do coração de ouro não deixou a ternura esmaecer; pelo contrário, fez erguer um sólido reino de amor. Muito obrigado.

RESUMO

TIMPONI, Raul Ramos. **Leilões como mecanismo de planejamento da expansão de geração elétrica**: o caso do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro. 2010. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

A presente pesquisa tem como objetivo avaliar os Leilões de Energia Nova (LENs) do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), realizados ao longo do período de 2005 a 2010, com foco naqueles destinados à comercialização de termoeletricidade. Parte-se da constatação de que, no caso brasileiro, os leilões não são apenas mecanismos alocativos de promoção da competição, frutos da implementação de reformas competitivas na indústria. Eles atuam também como importantes instrumentos de planejamento energético, tendo em vista seu papel na seleção de usinas termoelétricas para expansão da geração e o longo horizonte temporal dos contratos de comercialização no ambiente regulado. Após contextualização do ambiente econômico em que se inserem os leilões, busca-se avaliá-los. Para isso, a pesquisa sustenta-se no arcabouço teórico da Teoria de Leilões e também se apropria de elementos da Teoria de Custos de Transação e do conceito de planejamento energético integrado e estratégico. A análise dos atuais mecanismos de comercialização de nova energia termoelétrica indica que a sistemática dos leilões favorece a atração de empresas e a competição entre os participantes, prevenindo o conluio, e que os contratos por disponibilidade mitigam o risco envolvido em projetos de usinas termoelétricas, ao menos sob a ótica do gerador. Contudo, a análise também explicita a fragilidade dos LENs em selecionar projetos térmicos compatíveis com a evolução da matriz elétrica e a incapacidade do arranjo contratual coordenar e alinhar as particularidades técnico-econômicas do SEB e das cadeias de suprimento de combustível às termoelétricas. O caso da indústria de gás é emblemático, ganhando um enfoque especial na pesquisa. Ao final, propõem-se alternativas a estas questões, buscando contribuir para o amadurecimento do atual marco institucional-regulatório do SEB e estimular o ainda tímido debate sobre o tema.

ABSTRACT

TIMPONI, Raul Ramos. **Leilões como mecanismo de planejamento da expansão de geração elétrica**: o caso do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro. 2010. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

The aim of this research is to assess the New Energy Auctions (NEAs) of the Brazilian Power Sector (BPS) between 2005 and 2010, with special attention towards the commercialization of thermoelectricity. In the Brazilian case, auctions are not merely a competition promoting allocation mechanism, brought up by network industry reforms. They are also important energy planning instruments; especially considering their selection role for expand thermoelectricity generation and the long-term profile of commercialization contracts. After introducing the economic framework spanning auctions, they are evaluated as well. Part of the analysis is based upon Auction Theory, but also makes use of Transaction Costs Theory and of concepts such as integrated and strategic energy planning. The trading arrangements in the regulated market have two basic advantages: auction design encourages competition and long-term contracts' design mitigates risks in thermoelectric plants projects, at least from a producer's perspective. However, the NEAs also have its flaws: selection bias towards inadequate projects considering the evolution of the sector and contracts' arrangement failures on coordinating and aligning technical-economic peculiarities of the BPS and fuel supply chain's *rationale*. Gas industry serves as a good example and will be explored in the course of the research. Finally, some solutions to these matters are suggested. They aim to improve the BPS' regulatory-institutional framework and stimulate the yet timid debate on the subject.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
CAPÍTULO 1 - REFORMAS COMPETITIVAS E LEILÕES	18
1.1. Indústrias de Rede e Reformas Competitivas dos Anos 80	19
1.1.1. Indústrias de Rede	19
1.1.2. Modelo Tradicional de Organização Industrial	23
1.1.3. Reformas Competitivas	25
1.2. Mercados de Eletricidade	29
1.2.1. Reforma dos Setores Elétricos e Novos Ambientes de Mercado	29
1.2.2. Arranjos para as Transações e o Papel dos Leilões	34
1.3. Teoria de Leilões	38
1.3.1. Modelo Simétrico de Valores Privados Independentes	38
1.3.2. Soluções Ótimas: Teorema da Equivalência de Receitas	42
1.3.3. Flexibilizando Algumas Hipóteses	43
CAPÍTULO 2 - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E OS MECANISMOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA.....	49
2.1. Condições de Contorno do Setor Elétrico Brasileiro	50
2.2. Antecedentes: do Modelo Desenvolvimentista à Reforma Liberal	55
2.2.1. Primórdios e Modelo Desenvolvimentista	55
2.2.2. Reforma Liberal dos Anos 90.....	57
2.2.3. Leilões e Contratos na Reforma Liberal	60
2.2.4. Racionamento e Crise do Modelo Vigente.....	64
2.3. Novo Modelo de 2004.....	65
2.3.1. Leilões de Energia Nova	67
2.3.2. Contratos de Suprimento de Energia Termoelétrica.....	74
CAPÍTULO 3 - AVALIAÇÃO DOS LEILÕES E CONTRATOS PARA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NOVA.....	77
3.1. Avaliação do Desenho dos LENS.....	78
3.1.1. O Formato Híbrido	79
3.1.2. O Clock Auction.....	80
3.1.3. O Preço de Reserva	81
3.1.4. O Uso de Scoring Rules	82

3.2.	Avaliação dos Leilões e Contratos como Instrumentos de Planejamento Energético	85
3.2.1.	Planejamento Energético Integrado e Estratégico: uma Visão Normativa	86
3.2.2.	Resultados dos Leilões de Energia Nova de 2005 a 2010	88
3.2.3.	Avaliação e Questões Críticas	92
3.3.	Soluções em Curso e Novas Alternativas	106
3.3.1.	Soluções em Curso	106
3.3.2.	Novas Alternativas	111
3.3.3.	O Caso do Gás Natural	115
	CONCLUSÃO	123
	ANEXO A – MODELO SIMÉTRICO DE VALORES PRIVADOS INDEPENDENTES..	127
	ANEXO B – TEOREMA DA EQUIVALÊNCIA DE RECEITAS	134
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	136

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo Verticalizado	31
Figura 2 - Modelo Comprador Único	32
Figura 3 - Modelo Atacado Competitivo.....	33
Figura 4 - Modelo Varejo Competitivo	33
Figura 5 - A cadeia de geração elétrica após a desverticalização.....	35
Figura 6 - Sistema Interligado Nacional: Horizonte 2012.....	52
Figura 7 - Diagrama de decisões típicas da operação.....	53
Figura 8 - Periodicidade dos contratos no Ambiente de Contratação Regulado	69
Figura 9 - Sistemática dos LENs A-3 2008 e 2009 - Etapa Hidro	72
Figura 10 - Sistemática dos LENs A-3 2008 e 2009 - Etapa Termo	73
Figura 11 - Potencial eólico brasileiro por regiões.....	110

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da Energia Armazenável Máxima em relação à carga de energia	54
Gráfico 2 - Descontratação dos contratos iniciais	63
Gráfico 3 - Resultado dos Leilões de Energia Nova para empreendimento de fonte térmica: 2005 a 2010	89
Gráfico 4 - Resultado dos Leilões de Energia Nova por fonte de energia térmica: 2005 a 2010	90
Gráfico 5 - Distribuição acumulada do custo fixo e variável da disponibilidade de termoeletricidade contratada nos LENs: 2005 a 2010	92
Gráfico 6 - Relação entre Garantia Física, custo variável operacional e inflexibilidade	98
Gráfico 7 - Meses de despacho por ano: 2009 a 2017	100
Gráfico 8 - Meses de despacho por ano em simulação de 9 anos	101
Gráfico 9 - Frequência de despacho termoeletrico anual por CVU	102
Gráfico 10 - Geração termoeletrica a gás natural: janeiro/2007 a setembro/2010	103
Gráfico 11 - Safra de cana no Centro-Sul e Energia Natural Afluenta (ENA): 2008	108
Gráfico 12 - Complementaridade entre regime hidrológico e eólico	109
Gráfico 13 - Oferta de gás natural total Brasil, excluída a Região Norte: 2010 a 2019	117
Gráfico 14 - Balanço de gás natural na malha integrada brasileira (exclui Região Norte)	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuição acumulada do custo variável e fixo por disponibilidade energética contratada de fonte térmica nos LENs: 2005 a 2010.....	91
Tabela 2 - Cenários de CMO utilizados nos Leilões de Energia Nova: 2005 a 2008	94
Tabela 3 - Projetos de bioeletricidade contratados em leilões até 2008	109

LISTA DE SIGLAS

AMFORP: *American and Foreign Power*

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Custo Econômico de Curto Prazo

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Custo Operacional

CVU: Custo Variável Unitário

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

GCOI: Grupos de Coordenação para a Operação Interligada

GCPS: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos

GF: Garantia Física

GNL: Gás Natural Liquefeito

ICB: Índice Custo-Benefício

IPCA: Índice de Preço ao Consumidor Amplo

IPP: *Independent Power Producers*

IR: Indústria de Rede

ISO: *Independent System Operator*

LEE: Leilão de Energia Existente

LEN: Leilão de Energia Nova

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MME: Ministério de Minas e Energia

NEI: Nova Economia Institucional

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

PND: Plano Nacional de Desestatização



PNE: Plano Nacional de Energia

PPA: *Power Purchase Agreement*

PUC: *Public Utilities Commissions*

PURPA: *Public Utility Regulatory Policies Act*

RAP: Receita Anual Permitida

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TER: Teorema da Equivalência de Receitas

INTRODUÇÃO

O fenômeno das reformas competitivas em indústrias de rede é visto por muitos como uma das maiores mudanças estruturais no que se refere ao tema Organização Industrial (Glachant, 2002; Joskow, 2002). Essa proposta partiu de uma agenda político-ideológica neoliberal liderada por Reagan e Thatcher que colocava em questão a eficiência das firmas monopolistas em setores de infraestrutura (telecomunicações, eletricidade, gás, transportes aéreo, rodoviário e ferroviário, entre outros) onde o significado de competição era praticamente desconhecido. Essa estrutura de governança hierárquica – como classificaria Williamson (1996) –, verticalizada e muitas vezes estatal não condizia com a nova agenda desestatizante, adepta ao livre mercado e defensora de mecanismos alocativos *a la* mão invisível. Introduzir mecanismos competitivos justificava-se pela promessa de transferência dos ganhos de competitividade às tarifas, processo que seria garantido, teoricamente, por um arcabouço regulatório vigilante.

A agenda de reestruturação das indústrias de rede previa a desverticalização das atividades de geração/produção, transmissão e distribuição e a implementação da atividade de comercialização; privatização de ativos estatais e desconcentração industrial; introdução da concorrência no segmento de geração e criação de um mercado atacadista (e *spot* no caso de alguns setores); criação de um novo marco legal e de um órgão regulador setorial. Nos setores de eletricidade dos EUA e Reino Unido, o *Public Utility Regulatory Policies Act* e o *Electricity Act*, respectivamente, podem ser considerados os pontos de partida para um movimento profundo e complexo que se desdobra até os dias atuais nestes e em outros países.

Nesse contexto, a desverticalização e a introdução da figura do produtor independente fez emergir novos ambientes de mercado fazendo surgir novas transações, contratos e relações entre agentes agora dispersos em elos segmentados da cadeia de valor. Esses novos espaços econômicos, outrora preenchidos pela coordenação da empresa verticalizada, se configuraram em novas plataformas transacionais que exigiam regras e mecanismos, previstos e sustentados pelo novo arcabouço regulatório-institucional. É neste ponto que o matrimônio entre leilões e reformas competitivas se consuma. Leilões são regras de alocação de bens e produtos entre agentes, cujos primeiros usos datam de séculos atrás. Contudo, foi a partir das reformas competitivas em indústrias de rede – processo amplamente difundido pelo mundo a partir do final dos anos 70 – que este mecanismo se tornou notável. Os leilões seriam o mecanismo ideal a desempenhar o papel de propulsor de competição, sendo utilizados tanto para licitar

novas concessões de uso do serviço público, como para comercialização nos novos mercados atacadistas e *spot*.

A pluralidade das reformas competitivas e a introdução de mecanismos de mercado – como os leilões – inaugura extensa agenda de pesquisa econômica, explorando temas como: eficiência dos novos arranjos transacionais no mercado atacado e varejo, custos de transação em mercados desregulamentados, análise institucionalista da dinâmica e sequenciamento das reformas competitivas. Para fins desta pesquisa optou-se pelo seguinte recorte analítico: **avaliação de leilões e contratos de comercialização de nova energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) para o período 2005 a 2010.**

A motivação dessa escolha reside na unicidade da indústria de eletricidade brasileira, principalmente no que diz respeito às suas características – amplamente interdependentes – de dotação de recursos energéticos, operação, interligação e planejamento. Suas características técnico-econômicas e os processos de reforma vivenciados ao longo dos últimos 15 anos definiram o atual desenho dos contratos e leilões de comercialização de energia. Sendo os leilões e contratos mecanismos diretamente responsáveis pela expansão do parque gerador elétrico seria esperado um alinhamento entre seus desenhos e a evolução do setor de eletricidade e das cadeias energéticas adjacentes. Sendo assim, avaliar a qualidade da expansão de nova capacidade passa pela análise desses mecanismos em conjunto (leilões e contratos) que suscita as questões: como se dá o funcionamento de um mecanismo competitivo numa esfera setorial tão dependente de instrumentos de planejamento, como o Setor Elétrico Brasileiro? Qual seria sua performance sob uma ótica mais ampla que levasse em conta não somente o desenho do mecanismo alocativo, mas também o *locus* econômico que o cerca?

Partindo dessas perguntas, a pesquisa buscou inicialmente definir o ambiente econômico em que se inserem os leilões, quais sejam: as indústrias de rede e as reformas competitivas. Este tópico é explorado pelo capítulo 1, onde revisita-se a abordagem da Nova Economia Institucional quanto às reformas competitivas, utilizando, quando oportuno, elementos da Teoria dos Custos de Transação desenvolvida fundamentalmente por Williamson (1985, 1996) a partir de Coase (1937). Neste mesmo capítulo, é feita uma revisão dos principais conceitos e resultados da Teoria de Leilões, instrumental teórico necessário ao desenvolvimento do 3º capítulo onde o desenho dos leilões de expansão da geração será explicitamente avaliado.

No capítulo 2, o Setor Elétrico Brasileiro é o foco analítico. Após descritas suas condições de contorno fundamentais, apresenta-se a evolução institucional do SEB passando

pelo modelo desenvolvimentista dos anos 50, pela Reforma Liberal – inspirada em grande medida na experiência inglesa (Newbery, 2002) – e chegando à “reforma da reforma”, como ficou conhecido o Novo Modelo de 2004, que buscou um equilíbrio entre a presença de mecanismos de mercado e o planejamento, tendo em vista os erros cometidos no passado. Sendo foco desta pesquisa, o capítulo 2 se encarrega de descrever a sistemática dos LENs e contratos de disponibilidade, focando assim nos mecanismos de comercialização de energia termoelétrica.

Por fim, no último e 3º capítulo, empreende-se inicialmente uma análise do desenho dos leilões empregados no Setor Elétrico Brasileiro sob o prisma da Teoria de Leilões. A partir disso, a pesquisa busca expandir o escopo analítico usualmente encontrado na literatura relacionada. Para isso, torna-se imprescindível questionar se há compatibilidade dos resultados obtidos nos leilões com a política e planejamento energético nacionais e se é verificada aderência da alocação final à evolução do setor energético brasileiro. As últimas seções do capítulo 3 exploram os resultados dessa análise, propondo alternativas para compatibilizar os mecanismos de expansão da termoeletricidade à lógica econômica das cadeias de suprimento de combustíveis – explorando o caso do gás natural – e à própria evolução do setor energético brasileiro. Ao fim, conclui-se o trabalho e sugere-se uma agenda de pesquisas futuras.

Capítulo 1 - REFORMAS COMPETITIVAS E LEILÕES

As indústrias de rede (IRs) têm particularidades técnico-econômicas que as colocam como interessante objeto de estudo da Teoria Econômica. Característica marcante é o fato de as relações econômicas entre os agentes de uma indústria de rede estarem condicionadas à forte dependência sobre a rede de infraestrutura que conecta produtores e consumidores. Economias de escala, escopo e densidade são marcantes nessas indústrias e também são fortes determinantes do perfil dessas relações. A Teoria dos Custos de Transação – inserida num programa de pesquisa mais amplo conhecido como Nova Economia Institucional (NEI) – oferece *insights* interessantes sobre a racionalidade econômica por detrás das IRs e provê o pesquisador de ferramentas teóricas e analíticas capazes de interpretar com bastante consistência as profundas mudanças na organização industrial provocadas por ditas reformas.

No caso dos setores de eletricidade, as reformas competitivas – difundidas por diversos países a partir da década de 80 – desmantelaram o tradicional modelo monopolista integrado das indústrias de rede em 3 segmentos (geração, transmissão e distribuição), criou a figura do comercializador, garantiu livre acesso à rede e imprimiu – em diferentes graus de intensidade e sucesso – competição no segmento de geração. Mercados não se desenvolvem espontaneamente nas indústrias de infraestrutura. Os ambientes de mercado foram construções institucionais criadas para organizar as transações econômicas, papel antes desempenhado pelo modelo tradicional verticalizado.

Dentre os novos arranjos de transações e contratos para negociação de energia nas plataformas transacionais emergentes, os leilões se consolidaram como principal instrumento de competição, um mecanismo que teoricamente seria capaz de alocar eficientemente os produtos a preços competitivos, buscando cumprir a principal meta das reformas: transferir aos consumidores finais os ganhos auferidos pela introdução de competição.

O principal objetivo deste capítulo é contextualizar o ambiente de reestruturação em que os leilões surgiram como arranjos transacionais dos novos ambientes de mercado das IRs (seção 1), identificando os principais papéis que passaram a desempenhar tanto no mercado *spot* quanto para negociar contratos de prazos mais longos (seção 2). Visto que o foco analítico deste trabalho é examinar o Setor Elétrico Brasileiro e discutir o papel dos leilões como mecanismo de expansão da geração, faz-se necessário apresentar os principais conceitos e resultados da Teoria de Leilões (seção 3), instrumental teórico que será retomado no 3º capítulo onde o desenho dos leilões de expansão da geração será avaliado.

1.1. Indústrias de Rede e Reformas Competitivas dos Anos 80

Indústrias de rede (IRs) se destacam na economia pelo seu alto peso no PIB, pelas externalidades que geram a outros setores da economia e por serem, muitas vezes, responsáveis pelo fornecimento de bens meritórios, como é o caso da eletricidade. A seguir, será desenvolvida uma breve caracterização das propriedades técnicas e econômicas das IRs visando anteceder a discussão de uma das mais notáveis transformações em organizações industriais dos últimos 30 anos (Newbery, 1999; Glachant, 2002; Joskow, 2002, 2007): as reformas competitivas iniciadas nos anos 80.

1.1.1. Indústrias de Rede

Define-se uma indústria de rede como aquele conjunto de atividades econômicas que depende fundamentalmente de uma rede (física ou virtual) para que suas transações possam ser consumadas. São indústrias que geralmente suprem um serviço público ou básico através de uma infraestrutura de rede robusta (Bouttes e Leban, 1995). Usualmente, o termo rede remete-se a um conjunto de conexões de distintos lugares geográficos que formam um sistema de inter-relações entre agentes econômicos, um *locus* de intermediação das transações. Pelas próprias características técnicas deste tipo de indústria, são múltiplas as relações transacionais entre agentes econômicos situados em diferentes pontos (ou nós) da rede, engendrando um princípio próprio de organização espacial e territorial. Alguns exemplos clássicos de indústrias de rede seriam o setor de transporte aéreo e terrestre, de eletricidade e de telecomunicações. Em cada um deles, a rede (linhas aéreas e rodovias, linhas de transmissão e linhas telefônicas, respectivamente) desempenha papel fundamental para que o produto (locomoção, energia elétrica e ligação telefônica, respectivamente) seja usufruído satisfatoriamente pelos consumidores finais.

Quanto às especificidades técnico-econômicas comuns às indústrias de rede, que as distingue de outras indústrias, tradicionalmente a literatura destaca (Bouttes e Leban, 1995; Economides, 1996; Glachant, 2002):

- (i) Altamente intensivas em capital;
- (ii) Longa vida útil dos ativos envolvidos;
- (iii) Existência de significantes economias de escala e de escopo;

- (iv) Existência de economias de rede (efeito-clubes¹);
- (v) A partir dos dois itens anteriores, objetivo de universalização do serviço;
- (vi) Externalidades diretas e indiretas, positivas e negativas, tanto na produção quanto no consumo;
- (vii) Necessidade de capacidade de reserva (capacidade ociosa planejada);
- (viii) Em alguns casos, como no setor elétrico e de distribuição de gás natural, não estocabilidade do produto.

Essas características implicam na necessidade de forte coordenação entre os elos da cadeia. Somado a isso, a presença de significativos ganhos de escala acaba por favorecer estruturas de mercado conhecidas como monopólio natural. Grosso modo, define-se monopólio natural como o caso onde os custos médios de uma empresa são decrescentes para todo e qualquer nível de produção. Uma firma operadora satisfaria toda demanda com custos inferiores àqueles incorridos por duas ou mais firmas. Isso ocorre em situações em que os rendimentos de escala são crescentes e a função custo subaditiva. Os monopólios naturais ocorrem, portanto, quando os custos fixos forem preponderantes ou, em outras palavras, a escala ótima de uma firma (que minimiza o custo médio) for da ordem de grandeza do mercado.

De acordo com Newbery (1999), baseado no trabalho pioneiro de Farrer (1902), certas condições seriam necessárias à caracterização de uma indústria como monopólio natural: capital intensivo e economia de escala; produto considerado essencial e de suprimento obrigatório, geralmente com alta elasticidade-preço da demanda; incapacidade de estocagem do produto e demanda flutuante; presença de rendas de localização, isto é, existência de externalidades pela proximidade produto-consumidor.

Dessa forma, o conceito de monopólio natural torna-se bastante pertinente e inter-relacionado à discussão das características econômicas das IRs, tema bastante explorado pela literatura². Não por acaso, historicamente, as IRs se desenvolveram integradas verticalmente, seja sob a figura de uma única firma monopolista, seja por uma rede de contratos e normas regulatórias com papel de intermediar as relações entre os agentes em cada segmento da cadeia.

¹ Quanto mais agentes se agregarem à cadeia produtiva, mais pulverizado será o rateio dos custos e, portanto, menores serão os custos fixos médios do uso da rede.

² Para discussão aprofundada sobre monopólios naturais, indústrias de rede e o papel da regulação econômica, ver Demsetz (1968) e Joskow (2007).

Uma alternativa à abordagem das IRs pela microeconomia tradicional seria a Nova Economia Institucional (NEI) que provê rico arcabouço teórico para, no contexto das indústrias de rede, compreender sua organização industrial e estrutura das firmas, conferindo especial esforço analítico à forma como esses elementos evoluem. Assim, a NEI se apresenta recorrentemente na literatura como pano de fundo teórico para análise econômica das IRs – como em Santana e Oliveira (1999) e Joskow (1996, 2002) –, fazendo uso extensivo da Teoria dos Custos de Transação (TCT), fundamentalmente desenvolvida por Williamson (1985, 1996).

A NEI origina-se nos anos 30, com o trabalho de Coase (1937), a partir da visão da firma como um nexo de contratos e o entendimento de que o mercado não é a única instituição capaz de coordenar a atividade econômica. Coase toma como base o ainda incipiente conceito de *marketing costs* – embrião do conceito de **custos de transação**³ – e recomenda a avaliação dentre as distintas formas de coordenação econômica, comparando, por exemplo, os custos de transação no caso em que as relações econômicas se darem via mercado com a situação onde as transações estão internalizadas dentro da estrutura da firma (verticalização). Ao longo da evolução da NEI enquanto corrente de pensamento econômico, os custos de transação passam a ocupar posição de destaque no arcabouço teórico, a partir do entendimento de que em toda relação entre agentes econômicos existem custos de transação. Eles devem, portanto estar no centro da análise de estruturas industriais, bem como na avaliação do formato organizacional adequado às firmas para lidar com suas transações econômicas, as chamadas estruturas de governança (Williamson, 1996).

Apesar de a tradição clássica da Teoria Econômica normalmente relegar a um segundo plano a discussão acerca da existência de custos de transação, sob a visão da NEI os custos de transação somente poderiam ser negligenciados se:

- (i) Existir racionalidade ilimitada entre os agentes tal que permita estabelecer, *ex ante* a transação, salvaguardas capazes de contingenciar quaisquer imprevistos futuros;
- (ii) Falta de complexidade e incerteza nas transações econômicas;
- (iii) Inexistência de comportamento oportunista, não havendo incentivo para que alguma das partes formule um contrato incompleto;

³ Uma definição simples e direta dos custos de transação seria considerá-los como aqueles custos incorridos para planejar, adaptar e monitorar o cumprimento de determinada transação – ou relação – econômica. São os custos necessários para garantir uma transação continuamente no tempo; se diferenciam, portanto, dos custos diretos para se produzir determinado bem ou serviço.

- (iv) Inexistência de especificidades de ativos, ou seja, caso em que não estejam envolvidos ativos com características extremamente específicas que os impossibilitem ter usos alternativos.

Em exemplos semelhantes a mercados eficientes – construção teórica que considera a existência de muitos compradores e vendedores que respondam corretamente aos preços, mercados com alta liquidez, existência de externalidades que não interfiram no funcionamento do mercado, acesso igualitário à rede de infraestrutura – com informação perfeita e simétrica e onde o ato da transação encerra a relação produtor/consumidor, seria possível negligenciar os custos de transação. Contudo, a maioria dos setores da atividade econômica, e este é o caso das indústrias de rede, se afasta de grande parte dessas características, tornando essencial considerar a relevância dos custos de transação.

As particularidades técnico-econômicas e as necessidades coordenativas típicas das IRs engendram um ambiente econômico significativamente complexo e incerto, com elevados custos de transação, difícil contingenciamento *ex ante* dos desdobramentos futuros das relações entre agentes e ambiente propício ao comportamento oportunista. Dessa forma, no caso das IRs, a hipótese neoclássica do agente racional maximizador deve ser questionada, tendo em vista a simplificação que faz da realidade, e substituída por algum outro conceito mais flexível, como o da racionalidade limitada⁴.

Quanto à especificidade de ativos, pode-se dizer que na maioria dos casos ela existe em algum grau, seja por razões físicas, locais, temporais ou pelo fato de a transação envolver ativos dedicados. É possível argumentar que as especificidades de ativos são bastante presentes em indústrias com forte dependência da rede de infraestrutura. O setor energético, por exemplo, é tipicamente composto por IRs como a indústria elétrica e de gás natural. Algumas especificidades de ativos são marcantes nessas indústrias e merecem ser destacadas (Glachant, 2002; Pinto *et al.*, 2007):

- (i) Locacionais: a localização de hidrelétricas e dos campos de gás, por exemplo, é crucial na estrutura de custos de um projeto, pois os investimentos em transmissão e em gasodutos dependem do lugar onde se encontra o aproveitamento hidroelétrico e o campo de gás natural;

⁴ Essa hipótese comportamental assume que no ambiente econômico predomina a incerteza knightiana, aquela não probabilizável. Nesse contexto, agentes desconheceriam todas as possibilidades de seu universo de decisão e teriam limitações cognitivas que os impediriam de necessariamente encontrar a alocação ótima de seus recursos, optando por aquela que os satisfizesse de acordo com suas experiências (Simon, 1959, 1978).

- (ii) Temporal: a necessidade de equilíbrio instantâneo entre oferta e consumo, devido às dificuldades técnicas de estocagem de gás e eletricidade;
- (iii) Existência de ativos dedicados (toda a rede de infraestrutura, como linhas de transmissão e gasodutos, por exemplo) cuja utilidade econômica é dependente da ocorrência ou não da transação.

As características técnico-econômicas marcantes das IRs, somadas ao alto grau de incerteza e complexidade desses setores (implicando em racionalidade limitada) e ao alto grau de especificidade de ativos, resultam na existência de custos de transação extremamente relevantes, no mínimo não-negligenciáveis. Sob a ótica da NEI, esses custos de transação irão afetar profundamente a estrutura organizacional da firma, ou melhor, a estrutura de governança que a firma escolherá como plataforma transacional de determinada atividade. A estrutura do monopólio verticalizado, onde todas as transações ao longo da cadeia produtiva ocorrem na própria estrutura interna da firma, é conhecida como **estrutura hierárquica** e são comuns em casos onde os custos de transação forem elevados. A **estrutura de mercado** seria aquela onde os custos de transação fossem mínimos, permitindo realizar tal transação em plataforma externa à firma, o mercado. Existiriam ainda as **estruturas** de governança **híbridas**, como os contratos bilaterais (Williamson, 1991, 1996, 2002).

Dada a relevância dos custos de transação em setores de infraestrutura com características de IR, as firmas buscarão organizar suas transações de modo a minimizar os custos de gerenciá-las ao longo do tempo. Algumas transações serão conduzidas mais eficientemente em mercados *spot* (estrutura de mercado), outras por meio de contratos bilaterais (híbrida) e muitas delas podem ser internalizadas na hierarquia da firma por meio da verticalização (hierárquica). No modelo tradicional de organização industrial, as IRs se organizaram sob a estrutura hierárquica, como será visto a seguir.

1.1.2. Modelo Tradicional de Organização Industrial

Inicialmente, ainda no início do século XX, as companhias de serviços de infraestrutura (principalmente de telefonia e eletricidade) competiam entre si em função da ausência de interconexão entre os centros consumidores. Posteriormente, movimentos de fusões e aquisições refletiram a percepção de que a interconexão de mercados oferecia enormes benefícios econômicos: redução e melhor distribuição dos custos fixos (fruto de economias de escala viabilizadas pela expansão do mercado), redução dos custos operacionais

unitários (economias de densidade), sensível melhoria na qualidade do serviço (aumento da confiabilidade e estabilidade do sistema, uniformização de normas técnicas).

Assim, a estrutura industrial das indústrias de rede se desenvolveu baseada em monopólios territoriais verticalmente integrados. A *rationale* econômica desse tipo de indústria requer forte coordenação dos serviços, reforçando assim o fato de tradicionalmente apenas uma empresa abastecer o mercado. Além dos ganhos de escala, a estrutura monopolista também se torna adequada diante da presença de elevados custos de transação, visto a elevada necessidade de coordenação entre os elos da cadeia de valor e o alto grau de especificidades de ativos, atributo típico em IRs.

A possibilidade de aproveitar economias de escala, principalmente na fase de retomada de crescimento do pós-guerra, levou à percepção da função promotora do Estado nas indústrias de rede em quatro aspectos essenciais: financiamento da expansão; planejamento e operação; regulação e fiscalização; coordenação das redes. Esse movimento se sustentava na ideia de que o Estado deveria combater – no que se refere à alocação de investimentos – as falhas de mercado que externalidades impunham aos setores de infraestrutura e participar desses setores considerados estratégicos. A partir daí, foram consolidados monopólios públicos territoriais operados por uma ou mais empresas estatais com forte integração vertical. Esse modo de organização favoreceu o aproveitamento das economias de escala, a captação de recursos financeiros e o desenvolvimento tecnológico desses setores.

Na verdade, essa lógica da intervenção estatal nos setores de IRs esplanada acima foi bastante proeminente no caso dos países desenvolvidos europeus, mas não nos Estados Unidos. No caso norte-americano, eram comuns os monopólios de empresas privadas e, muito em função disso, foi o palco do pioneirismo em práticas regulatórias implementadas pelas *Public Utilities Commissions* (PUC). A intervenção pública, diferentemente do caso europeu, tomava a forma de regulação voltada para os abusos do monopólio privado e para políticas antitruste. A manutenção dos monopólios (e não a competição entre empresas) era considerada pelos reguladores setoriais e formuladores de política a melhor solução do ponto de vista do bem-estar social.

Apesar de considerar esses setores de interesse público, o liberalismo político e o princípio de defesa da livre concorrência não atestavam a legitimidade do Estado como agente promotor (operador, financiador e gestor) do desenvolvimento das indústrias de rede. O poder público deveria se concentrar na proteção dos consumidores do poder de monopólio das empresas privadas de utilidade pública (*utilities*) norte-americanas. O usual era que os setores

de transporte e distribuição de gás natural, telecomunicações, redes de televisão a cabo, entre outras IRs, estivessem sob as mãos de empresas privadas nos Estados Unidos, enquanto que na Europa, América Latina e Ásia, empresas públicas dominaram esses setores, em alguns casos até os anos 90 (Joskow, 2007).

Em suma, as duas principais estruturas vigentes até o final da década de 70 eram os monopólios estatais – que de certa forma se auto-regulavam (*self regulation*) – e os monopólios privados monitorados por órgãos reguladores setoriais e de defesa da concorrência. Contudo, o pensamento liberal dos anos 70, predominante nos planos econômico e político, impulsionou uma série de mudanças que culminariam na reestruturação deste modelo de organização industrial.

1.1.3. Reformas Competitivas

Partindo do modelo básico com monopólios verticalizados (públicos ou privados), surge em meados da década de 70 a agenda de reorganização das IR, partindo de questionamentos interdependentes acerca das temáticas: a regulação e o papel do Estado; o monopólio natural e a estrutura de mercado mais eficiente; os benefícios da privatização (Joskow, 1996). Esse processo de reestruturação originou-se, em grande parte, a partir das crises dos anos setenta (choques do petróleo) e oitenta (dívida externa e deterioração das finanças públicas) que prejudicaram fortemente o desempenho das indústrias de infraestrutura, com perda de dinamismo e deterioração da qualidade de serviço. Simultaneamente, a ascensão e consolidação do pensamento neoliberal contribuíram para dar maior sonoridade ao descontentamento dos consumidores em relação à organização daqueles setores. O efeito Averch-Johnson examinado em Joskow (1974) – sinal regulatório perverso que estimulavam o sobreinvestimento das firmas reguladas pelo método custo de serviço (*rate of return*) – foi diagnosticado em alguns setores elétricos, por exemplo, dando corpo à visão crítica que vinha sendo formada ao longo dos anos 70.

O diagnóstico liberal apontava para a incapacidade das empresas monopolistas estatais e privadas operadoras das IRs em atuar como vetores estratégicos do desenvolvimento econômico, passando a identificar o modo de organização tradicional como a principal causa das ineficiências alocativas e produtivas. Esse diagnóstico passou a orientar dois objetivos centrais de política, especialmente sob a forte influência das políticas liberais britânica e norte-americana de Thatcher e Reagan: a desregulamentação e a introdução da concorrência (Newbery, 1999; Peltzman e Winston, 2000).

Nesse contexto, a partir do final dos anos 70, grande parte das IRs – telecomunicação, transporte rodoviário, setor elétrico, transporte e distribuição de gás – vivenciaram importantes mudanças. A reestruturação desses setores talvez tenha sido uma das maiores mudanças do século XX lideradas pelos governos, pelo menos no que se refere à organização industrial de setores de suas economias. Joskow (2002, p. 503) considera esse momento como:

One of the most important changes in industrial organization that has taken place around the world in the last fifteen years is the restructuring of industries which were historically considered to be natural monopolies and were subject to strict government price and entry regulation (and were often state-owned as well). These industries include telecommunications, electric power, natural gas transportation, and railroads. The primary goals of these restructuring initiatives have been to promote competition in those horizontal segments of these industries which are conducive to it, to shrink the scope of industry output organized as a regulated monopoly, and to introduce new regulatory mechanisms for residual regulated monopoly segments to provide better incentives for cost reduction and efficient pricing.

A integração vertical que marcava o modelo tradicional constituía-se em importante barreira à entrada, pois exigia do entrante a atuação em todos os estágios de produção para que ele se tornasse efetivamente competitivo. O consenso liberal era a necessidade de romper com a hierarquia tradicional integrada horizontal e verticalmente, substituindo-a por estruturas de governança muito mais dependentes de mercados, com menos instrumentos reguladores, arranjos de propriedade menos concentrados verticalmente e mecanismos alternativos para regular os segmentos que seriam mantidos como monopólios naturais (tipicamente transporte e distribuição).

A “desverticalização” seria, portanto, um pré-requisito à competição e um dos primeiros passos da reestruturação. Na leitura de Wilson (2002), o processo de reforma significava essencialmente a substituição da regulação rigorosa das estruturas verticalizadas pela regulação mais suavizada de firmas desverticalizadas ao longo da cadeia. O intuito de “desregulamentar” passava pela redução de barreiras institucionais e o de “reestruturar” por desverticalizar e introduzir concorrência, permitindo a emergência de novas plataformas transacionais necessárias ao novo padrão de coordenação do setor. Como bem ressalta Joskow (2007), deveria existir **competição para o mercado** baseada num processo competitivo de seleção do produtor mais eficiente, isto é, aquele capaz de oferecer determinado bem ou serviço ao menor preço. Uma licitação competitiva cujo objeto fosse uma concessão monopolista firmada entre governo e produtor, como propõe Demsetz (1968), seria adequada

para *ex ante* garantir os ganhos competitivos ao consumidor. O papel da regulação seria o de, *ex post*, garantir os termos e condições do contrato assinado no processo licitatório.

Nesse contexto, indústrias de rede como telecomunicações, eletricidade, gás natural, transporte, água e saneamento básico foram objetos de ações visando um triplo objetivo: reduzir a presença do Estado, tornar a prestação do serviço mais eficiente e introduzir a concorrência onde fosse viável e possível. O processo de reestruturação previa a substituição da gestão e operação estatal das IRs por capitais privados, criação de órgão regulador que atuasse como interface entre o governo e os agentes operadores e fosse responsável pela arbitragem de eventuais conflitos de interesses. Wilson (2002) sugere ainda que as reformas competitivas buscaram não só ganhos de eficiência, mas em alguns casos incentivo à diversificação dos produtos ofertados e, em países em desenvolvimento, arrecadação fiscal e atração de investimentos privados por meio das privatizações e liberalização do mercado, respectivamente.

Exemplo pioneiro foi a desverticalização dos transportes aéreos nos Estados Unidos nos anos setenta e do setor de telecomunicações norte-americano, este último motivado por avanços tecnológicos – introdução de fibras óticas – que permitiram acesso a novos entrantes (Economides, 1996). Na sequência, no setor elétrico norte-americano, em 1978 é declarado o *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) que criou e encorajou a figura do produtor independente, colocando em xeque o monopólio das geradoras municipais, as *Investor Own Utilities*.

A experiência da indústria de eletricidade inglesa quanto aos processos de reestruturação das indústrias de rede talvez seja ainda mais paradigmática que a norte-americana. A estrutura pré-reforma seguia os traços marcantes do modelo tradicional, ou seja, monopólios públicos integrados verticalmente. Partindo disso, a reforma proposta foi original e ousada: buscou combinar os objetivos de privatização com introdução da concorrência, restaurando a performance e a eficiência econômica nas IRs. Em síntese, na experiência inglesa observou-se (Pinto *et al.*, 2007):

- (i) Desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição e a implementação da atividade de comercialização;
- (ii) Privatização de ativos estatais e desconcentração industrial;
- (iii) Introdução da concorrência no segmento de geração e criação de um mercado atacadista e spot no caso do setor de energia elétrica;
- (iv) Estruturação de uma sistemática de contratos;
- (v) Estabelecimento de um novo regime regulatório e de um órgão regulador setorial;

(vi) Inovações no regime tarifário.

Essa nova forma de organização industrial (desverticalização, mecanismos competitivos e relativa desregulamentação) apresentava alguns problemas e dificuldades de implementação. Aos gestores da reforma e aos órgãos reguladores se colocava um grande desafio, cujas questões centrais eram:

- (i) Garantir que as firmas verticalmente integradas não bloqueassem a entrada de concorrentes, exigindo ou incentivando a separação das atividades e introduzindo limites ao *self-dealing*⁵;
- (ii) Modificar toda estrutura de mercado do modelo tradicional de organização industrial, a fim de introduzir competição;
- (iii) Garantir livre acesso à infraestrutura de base que permita a entrada de concorrentes;
- (iv) Remunerar corretamente investimentos na expansão da rede e evitar oportunismo dos concorrentes.

A partir do contexto desenhado acima, o fato mais relevante do desmantelamento da estrutura tradicional foi o surgimento de **novos ambientes de mercado**. Os leilões passaram a ser amplamente utilizados, inicialmente, na alocação de licenças e concessões para provimento de serviços de utilidade pública (em sua maioria IRs) – como sugeria Demsetz (1968) quanto à alocação das concessões –, mas posteriormente também como mecanismo competitivo das plataformas transacionais emergentes. Segundo Morey (2001), apesar do longo processo de ajuste quanto às novas regras comerciais, mecanismos competitivos como os leilões emergiram com sucesso como regras das transações em mercados atacadistas, principalmente nos setores de eletricidade.

Ao final da década de 70 e início dos anos 80, concomitantemente às reformas competitivas, a Teoria de Leilões – como uma extensão da Teoria dos Jogos – florescia em ritmo acelerado, contribuindo decisivamente com que as reformas de caráter neoliberal fizessem largo uso deste mecanismo competitivo na nova estrutura das IRs. As novas formas de comercialização deveriam introduzir mecanismos às IRs e os leilões poderiam, em teoria, reproduzir a competição de uma estrutura de mercado se atendidas satisfatoriamente condições referentes ao desenho de seus mecanismos. Mais do que isso; os leilões eram vistos como o mecanismo competitivo capaz de cumprir objetivo basilar das reformas: introduzir e estimular competição onde fosse possível, em substituição aos processos regulatórios

⁵ O *self-dealing* na indústria de eletricidade, por exemplo, diz respeito à quantidade de energia legalmente permitida a ser transacionada entre grupos que controlem empresas no segmento de geração e de distribuição e/ou comercialização.

comumente aplicados anteriormente. Tendo em vista que esta pesquisa tem como foco o setor elétrico do Brasil, a seguir destaca-se o uso dos leilões em setores de eletricidade, com foco no segmento de geração e nos novos ambientes de mercado emergentes com as reformas competitivas.

1.2. Mercados de Eletricidade

Como visto na primeira seção deste capítulo, as reformas competitivas iniciadas ao final da década de 70 trouxeram novos arranjos estruturais às indústrias de rede a partir do movimento de desverticalização. As novas organizações de mercado se caracterizaram por distinta heterogeneidade, a depender das características técnico-econômicas de cada IR e, sobretudo, do ambiente político-institucional de cada setor⁶ e de cada país.

Tendo em vista que o foco desta dissertação é analisar o setor elétrico brasileiro e o papel dos leilões como mecanismo de expansão da geração, nesta seção a pesquisa se concentrará na forma como se deu a reestruturação das indústrias de eletricidade e emersão de plataformas transacionais, iniciadas na Inglaterra e nos Estados Unidos e disseminadas por todo o mundo ao longo das décadas de 80 e 90. O caso brasileiro será tratado no capítulo 2.

1.2.1. Reforma dos Setores Elétricos e Novos Ambientes de Mercado

O clássico artigo de Joskow (1989) faz interessante histórico da reforma competitiva na indústria de eletricidade norte-americana. A alta produtividade, excelente performance financeira e preços baixos, deixaram a indústria de eletricidade fora da atenção dos formuladores de política econômica ao longo dos anos 50 e 60. Assim, reformas estruturais e regulatórias estavam fora da agenda.

Contudo, a partir do final dos anos 60 e início dos 70 a produtividade diminuiu e custos essenciais – como os combustíveis que abasteciam as termoelétricas – dispararam com os dois choques do petróleo. A regulação a custo de serviço, amplamente difundida, fixava a taxa de retorno da concessão e acabou trazendo significativas dificuldades financeiras às *utilities* (como são usualmente chamadas as empresas de “utilidade pública”; no caso americano eram distribuidoras e geradoras de capital privado). As pressões por mudanças se

⁶ Glachant (2002) faz uma associação bastante enriquecedora sobre tipos de indústria de rede e modelos de reforma. A depender das especificidades de ativos e custos de transação existentes, determinadas indústrias (serviços postais, transporte aéreo e terrestre) se inseriram em reformas com mais elementos competitivos e menos regulação que outras mais dependentes da infraestrutura de rede (setor ferroviário e setor elétrico).

intensificaram e, nos Estados Unidos, importantes medidas foram tomadas para lidar com as flutuações de custo e o repasse destes ao consumidor final. A resposta regulatória esteve associada ao desenvolvimento de um setor de geração competitivo e independente, permitindo, a partir do *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) de 1978, a entrada no mercado de geradores não verticalizados.

Assim como a reforma norte-americana, a experiência inglesa liderada pelo governo Thatcher a partir das privatizações iniciadas em finais dos anos 80 foi paradigmática, conforme destacam Newbery (1999) e Pinto *et al.* (2007). Na Inglaterra, o ato legislativo paralelo ao PURPA foi o *Electricity Act* de 1983, o qual incentivava o desenvolvimento de produtores independentes de eletricidade e autorizava o acesso de terceiros à rede nacional britânica.

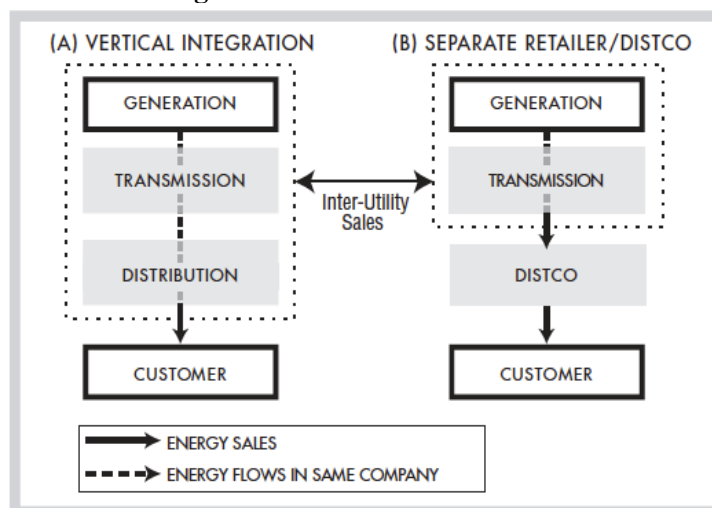
Nas experiências inglesa e norte-americana, assim como nas reformas competitivas de setores de eletricidade que se propagaram pelo mundo, percebe-se que usualmente houve a separação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Os segmentos de transmissão e distribuição foram mantidos como monopólios naturais regulados, enquanto introduziu-se competição nos ambientes atacadista e varejista de geração de energia. Também foi crucial que, a fim de garantir competição no mercado atacadista, fosse garantido o livre acesso à rede de transmissão, eliminando crucial barreira à entrada típica do modelo tradicional verticalizado. Uma rica literatura se desenvolveu motivada pela diversidade e complexidade das reformas em diferentes países.

A despeito da grande diversidade de arranjos nos mercados de eletricidade, Hunt e Shuttleworth (1996) e Hunt (2002) buscam agrupar as estruturas dos novos ambientes de mercado criados pelo processo de desverticalização e inserção de forças competitivas nas IRs. Em ambos os trabalhos de Hunt e Shuttleworth são propostos **4 modelos** de organização industrial capazes de sintetizar esquematicamente grande parte das estruturas encontradas nos mercados de eletricidade, antes e após as reformas competitivas. Sua representação segue uma lógica de crescente competição ao longo da cadeia, ou seja, cada modelo refletiria uma etapa do avanço e aprofundamento da reforma competitiva. Esses modelos serão descritos ao longo do restante desta subseção, tendo em vista sua utilidade na compreensão do processo de reforma competitiva.

O primeiro modelo, o **Monopólio Verticalmente Integrado**, foi o *benchmark* da indústria de eletricidade por mais de 100 anos. Nenhum outro gerador, além da empresa incumbente, teria permissão de atuar no mercado. A empresa monopolista poderia estar verticalizada também no segmento de distribuição. A regulação sobre suas atividades visava

garantir a qualidade do serviço prestado e limitar que o monopolista exercesse poder de mercado através da fixação da taxa de retorno (regulação por custo de serviço) ou do preço da eletricidade (regulação por *price cap*).

Figura 1 - Modelo Verticalizado

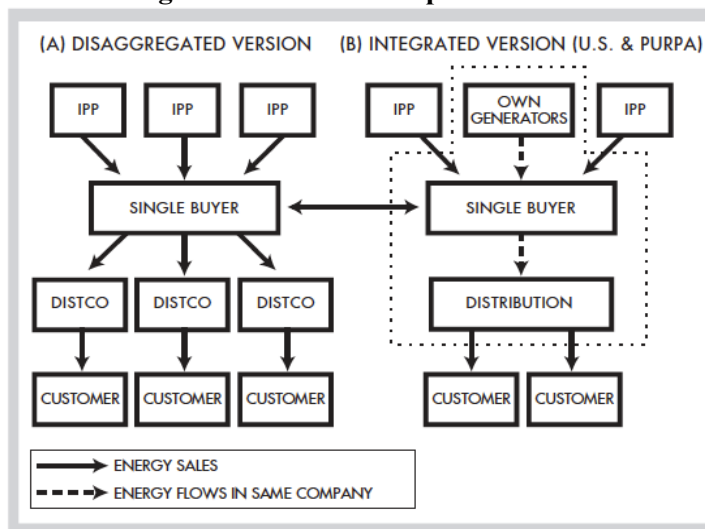


Fonte: Hunt (2002, p. 42).

O segundo modelo é conhecido como **Modelo *Single Buyer*** – ou Modelo Comprador Único –, pois somente a empresa de distribuição (*distco*) de cada região tem permissão para comprar energia dos distintos produtores. Assim, a venda dos produtores independentes estaria restrita às distribuidoras reguladas. Como mencionado, a primeira ocorrência do segundo modelo ocorreu nos EUA, em 1978, através do PURPA com o objetivo inicial de estimular fontes de geração menos poluentes, obrigando as distribuidoras a comprar energia de pequenos produtores independentes (IPP – *Independent Power Producers*).

Neste sistema, é usual que o preço seja resultado de algum mecanismo competitivo regulado, como leilões que determinam contratos de fornecimento para o longo prazo, visto que os pequenos produtores não têm muitos compradores potenciais e necessitam de contratos que garantam a remuneração de seus investimentos. Uma estrutura de mercado baseada em contratos de longo prazo, segundo Hunt (2002), tenderia a transferir o risco de mercado, tecnológico e de financiamento para os consumidores, mitigando tais riscos para os IPPs. Na verdade, o modelo *single buyer* é limitado do ponto de vista competitivo visto que a venda para os consumidores finais permanece monopolizada pelas distribuidoras. Muitos países fizeram e ainda fazem uso deste modelo, em especial alguns países asiáticos, motivados na grande parte dos casos pela sua capacidade em atrair capital privado para investimento em seus setores de eletricidade.

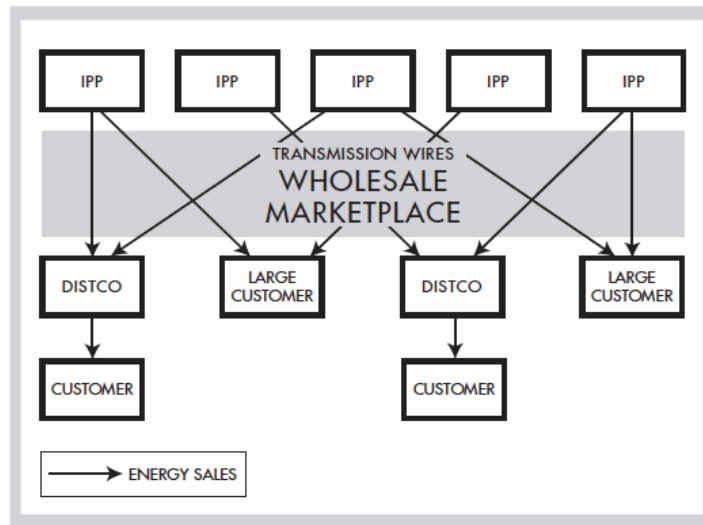
Figura 2 - Modelo Comprador Único



Fonte: Hunt (2002, p. 43).

No caso do terceiro modelo, **Modelo Atacado Competitivo**, o atributo que o define é a existência de total competição no segmento de geração, criando de fato um **mercado atacadista**. As companhias de distribuição e os grandes consumidores seriam os potenciais compradores. Ainda é possível que exista a figura do comercializador de energia no ambiente varejista, mas o que realmente caracteriza este modelo é a emersão de um mercado atacadista competitivo, o qual se espera que, teoricamente, seja capaz de trazer benefícios aos consumidores. Para funcionamento satisfatório deste ambiente de mercado é imprescindível que existam arranjos de transações de curto prazo, um modelo de negócio para contratos de longo prazo dos serviços de transmissão, muitos compradores e vendedores e, ainda, que demanda e oferta respondam às variações dos preços negociados.

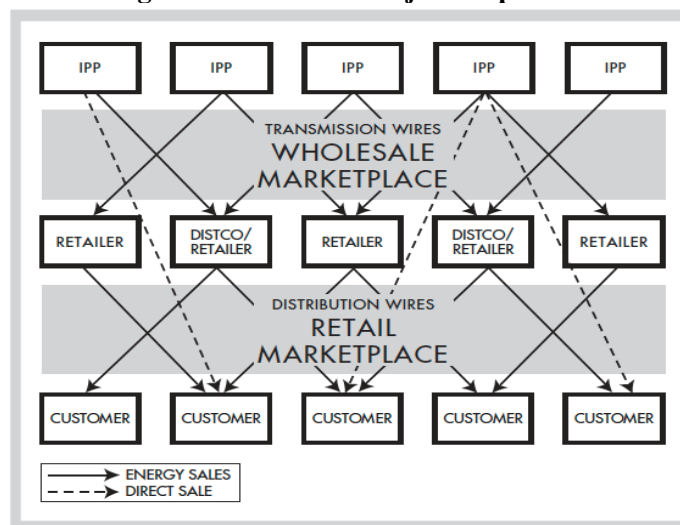
Figura 3 - Modelo Atacado Competitivo



Fonte: Hunt (2002, p. 45).

No **Modelo Varejo Competitivo**, é permitida a competição no varejo, isto é, todos os consumidores (inclusive os de pequeno porte) poderiam escolher seus fornecedores de eletricidade dentre produtores, distribuidoras ou comercializadores. Os custos de implementação deste modelo não seriam desprezíveis. Dentre eles, destacam-se: o processo de liquidação de um número maior de transações, leitura de medidores e faturamento e a necessidade de educar milhões de clientes. Este é o modelo atualmente praticado na Nova Zelândia, Reino Unido, alguns estados norte-americanos, Austrália, Espanha, Noruega, entre outros.

Figura 4 - Modelo Varejo Competitivo



Fonte: Hunt (2002, p. 54).

Um ambiente de mercado com competição total no varejo seria o ponto final lógico para as reformas competitivas em setores de eletricidade, visto que o Modelo Varejo Competitivo evita muitos dos problemas encontrados no Modelo Atacado Competitivo, como o desafio das distribuidoras em suprir os pequenos consumidores a preços pouco voláteis e os desdobramentos disso no arranjo comercial. Contudo, o modelo onde há competição apenas no atacado desempenha papel importante no processo de implementação de uma reforma competitiva. Após consolidadas as propriedades principais deste modelo, se torna mais fácil prosseguir para a liberalização do mercado varejista, gradualmente reduzindo o porte do tipo de consumidor para o qual é dada a opção de escolha do fornecedor de eletricidade. Ao fim, a opção de escolher o próprio supridor de eletricidade estaria estendida a todas as categorias de consumidores. Vale notar que, a depender do caso, os custos de transação do Modelo Varejo Competitivo podem ser tão elevados que o Modelo Atacado Competitivo seja o ponto final mais razoável.

A escolha do modelo mais adequado para um determinado país deve levar em consideração que implementar estes modelos representa significativa mudança estrutural na indústria que requer, para cada um dos modelos, novas instituições e substituição ou aperfeiçoamento dos arranjos transacionais existentes. Se, por exemplo, o principal objetivo da reforma é introduzir competição na geração, provavelmente o Modelo Atacado Competitivo já será capaz de fazê-lo.

1.2.2. Arranjos para as Transações e o Papel dos Leilões

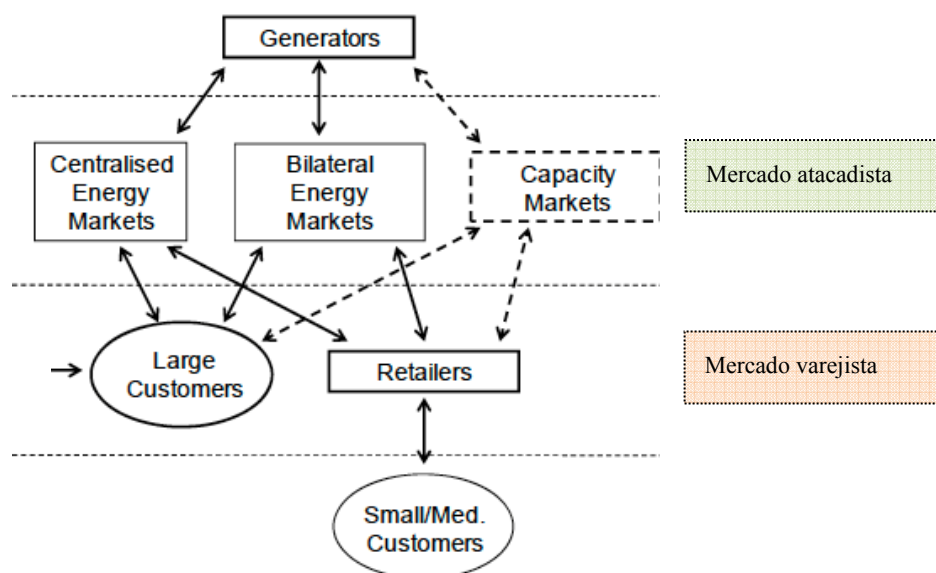
A desverticalização da cadeia da indústria elétrica, peça fundamental para inserção de competição nos setores de infraestrutura, cria novos mercados, no sentido de um espaço (virtual ou real) onde compra-se e vende-se energia, formando-se preços para as transações. Todo e qualquer ambiente de mercado (*marketplaces*) tem regras para as transações que determinam como precificar as transações, os arranjos para entrega, os termos de liquidação e as obrigações de compradores, vendedores e (se aplicável) das instituições envolvidas na organização e no funcionamento do *marketplace* (Hunt, 2002). Como bem destaca Joskow (1997), elemento essencial das reformas em setores de eletricidade foi justamente a criação de mercados atacadistas futuros e *spot* para energia elétrica⁷. Como no caso de outras

⁷ Além dos ambientes de mercado que emergiram para transacionar contratos futuros e *spot* de fornecimento de energia, pelas particularidades técnico-econômicas da indústria de eletricidade, surgiram outros tipos de mercado para comercializar, por exemplo, a disponibilização de capacidade de geração e uma variedade de serviços para operação de energia de reserva (também conhecidos como serviços ancilares). Para maior aprofundamento ver Hunt e Shuttleworth (1996).

commodities, os mercados desempenhariam o papel de, no curto prazo, balancear oferta e demanda e alocar a oferta entre geradores que competem entre si e, no longo prazo, prover os sinais para entrada de novos competidores.

À medida que o processo de competição avança na indústria de eletricidade (do Modelo Verticalizado ao Modelo Varejo Competitivo) diferentes combinações de contratos são utilizadas, buscando um *mix* adequado ao grau de competição e ao modelo de operação do sistema (centralizado ou descentralizado). Para entender os arranjos das transações comuns a cada modelo, parte-se da Figura 5 a seguir que apresenta um esquema genérico da estrutura dos mercados após uma reforma competitiva e desverticalização da cadeia.

Figura 5 - A cadeia de geração elétrica após a desverticalização



Fonte: Elaboração a partir de Meade e O'Connor (2009).

Os mercados atacadistas de eletricidade são categorizados através de duas formas (ou estruturas) de se intermediar as transações entre compradores e vendedores de energia, a saber: os mercados de contratos bilaterais e os mercados do tipo *pool*⁸.

No primeiro caso, os agentes podem transacionar livremente de modo que compradores e vendedores estabelecem entre si contratos de compra e venda, estabelecendo-se um mercado livre de energia baseado em contratos bilaterais. Neste caso, a falta de um operador do sistema – ou a existência de um operador com papel reduzido e descentralizado –

⁸ Para discussão rica em detalhes acerca das diferenciações entre mercados regidos por contratos bilaterais e por mercados do tipo *pool*, ver Hunt e Shuttleworth (1996), Morey (2001) e Hunt (2002).

pode levar a desequilíbrios, exigindo mercados específicos para lidar com as congestões da rede e *imbalances* (desequilíbrios entre oferta e demanda instantânea). Essas dificuldades, em grande parte, inibiram que tal mercado fosse largamente colocado em prática. O uso de leilões como arranjo transacional pouco se encaixaria nessa estrutura, prevalecendo contratos bilaterais do tipo *Power Purchase Agreement* (PPA), de prazo mais longo, preços fixados *ex ante* e cláusulas referentes ao pagamento pela disponibilidade de capacidade de geração. Este arranjo centrado em contratos bilaterais nortearia as transações numa estrutura do tipo Modelo Comprador Único e Modelo Verticalizado, com separação da distribuição.

O modelo *pool*, por sua vez, tem como principal objetivo minimizar o custo de operação do sistema, daí a necessidade de centralizar suas operações. Neste modelo, os geradores e compradores, de acordo com suas estratégias individuais, fazem suas ofertas e lances, ficando a cargo do operador do sistema estabelecer o mecanismo de precificação. A atuação coordenada de um operador central garantiria, assim, a confiabilidade do sistema. Este seria o caso, geralmente, de modelos com competição no atacado e no varejo.

Da parte dos geradores de energia os riscos fundamentais seriam: riscos de mercado (preço e quantidade) e riscos da planta (custo do combustível e disponibilidade operacional). Para lidar com esses riscos os geradores utilizam, de forma geral, contratos futuros e de opções. Pelo lado do comprador, é feito *hedge* utilizando contratos de opções a depender do preço da energia no mercado *spot*. Além disso, nesse contexto, os PPAs também podem atuar como alternativa contratual no gerenciamento do risco por parte de geradores e compradores (Hunt e Shuttleworth, 1996).

De fato, quando se introduz poder de escolha aos clientes do atacado e do varejo, a principal consequência é a necessidade de um **mercado *spot***. O mercado *spot* funciona como uma opção para compra e venda de energia para os atacadistas (comercializadores, distribuidores e grandes consumidores). Essas trocas permitem a estes agentes balancearem o total de compras e vendas no curto prazo, visto a dificuldade técnico-econômica de estocagem da eletricidade. Nos países que adotam estruturas semelhantes aos Modelos Atacado Competitivo e Varejo Competitivo, sob a estrutura de *pool*, a maior parte da energia transacionada no atacado é feita por meio do mercado *spot*.

A partir da década de 90, foram introduzidos em diversos países *pools* competitivos com negociação *spot* no mercado atacadista, onde os geradores competiriam para ofertar energia através de *bids* muitas vezes diários. O primeiro *pool* completamente competitivo foi introduzido na Inglaterra e País de Gales em 1990, seguido pelo *pool* norueguês em 1991. O exemplo inglês acabou servindo de inspiração para a reestruturação em diversos outros países.

Dentre as diversas questões que a criação de um *pool* traz consigo, destacam-se o papel da regulação, a estrutura de mercado da indústria (grau de desverticalização e disposições acerca do *self-dealing*) e o design dos leilões de eletricidade. Sobre este tema, Morey (2001) inclusive afirma que o atributo chave para o sucesso de mercados de eletricidade atacadistas do tipo *spot* será o desenho dos leilões, de forma que facilite as transações de eletricidade, a alocação de capacidade de geração e os direitos de transmissão⁹.

O uso de leilões no setor de eletricidade se concentrou inicialmente na comercialização de curto prazo em mercados atacadistas, representado pelo pioneirismo do caso inglês (Newbery e McDaniel, 2002). A ampla difusão dos leilões limitava-se aos mercados de curto prazo (*spot*), visto que no caso da negociação de contratos de longo prazo era a negociação bilateral livre que se popularizava. Contudo, o uso do contrato bilateral para suprimento de longo prazo enfrentou dificuldades em garantir o nível de investimentos necessários, o aumento da competição e níveis de preços suportáveis pelos consumidores (Carneiro, 2006).

Não que a opção por leilões na contratação de energia para o longo termo também não apresentasse falhas, mas era bem mais transparente por colocar nas mãos dos formuladores dos leilões a responsabilidade de se obter resultados satisfatórios. Assim, aos poucos os leilões também foram ganhando espaço na modalidade de contratação de energia para o longo prazo. Esta questão será mais explorada no capítulo seguinte quando se examinará o caso brasileiro, onde leilões são utilizados para negociar contratos de longo prazo de fornecimento de energia. Para detalhes sobre experiências semelhantes ao caso brasileiro, ver Moreno *et al.* (2010a, 2010b).

O fato concreto é que os novos ambientes de mercado dos setores de eletricidade passaram a ser conduzidos por leilões, tornando o estudo desses mercados temas relevantes também no campo de estudo dos leilões, conforme destaca Klemperer (2003). Do ponto de vista metodológico desta pesquisa, será interessante lançar mão da Teoria de Leilões como instrumental teórico analítico capaz de avaliar os mecanismos competitivos utilizados na comercialização de energia elétrica no Setor Elétrico Brasileiro. Tendo isso em vista, a seção seguinte destina-se a apresentar os principais conceitos e resultados da Teoria de Leilões.

⁹ Leilões utilizados com objetivos de alocação dos investimentos em transmissão não serão abordados neste trabalho. Para maiores informações sobre o tema, recomenda-se Newbery e McDaniel (2002).

1.3. Teoria de Leilões

A Teoria de Leilões tem filiação teórica na Microeconomia clássica e mais precisamente na Teoria dos Jogos que deu a base necessária para o desenvolvimento dos chamados desenhos de leilão. A partir de economistas como John Nash, John Harsanyi e Reinhard Selten, a Teoria dos Jogos passou a ser utilizada com o objetivo de entender o comportamento estratégico dos indivíduos. Um mercado cujas transações fossem regidas por um leilão seria uma forma de coordenação das decisões estratégicas de compradores e vendedores com fins de determinação de preços e alocações de recursos.

Um leilão pode ser definido como um jogo não cooperativo, onde frequentemente as informações são assimétricas e incompletas. Uma clássica definição seria considerá-lo uma instituição que engloba um conjunto explícito de regras que determinam a alocação de recursos e formação de preços de acordo com lances feitos pelos participantes, chamados também de licitantes, alocando os recursos entre esse grupo de agentes (McAfee e McMillan, 1987). Os lances seriam então apostas de preço (ou quantidade) feitas pelos participantes com objetivo de compra ou venda de produtos.

Segundo Milgrom (2004), o leilão inclui três partes principais: a descrição dos potenciais participantes/jogadores; o conjunto de possibilidades alocativas, isto é, número de bens envolvidos, se eles são ou não divisíveis, se existe restrição legal (ou de outra natureza) na forma como os bens deverão ser alocados; e as valorações que cada participante forma diante das várias alocações possíveis dos recursos.

O estudo de leilões geralmente inicia-se com o modelo simétrico de valores privados independentes, bastante simplificado, para depois apresentar o Teorema da Equivalência de Receitas e flexibilizar algumas hipóteses do modelo básico. Procura-se nas seções posteriores seguir esse concatenamento lógico.

1.3.1. Modelo Simétrico de Valores Privados Independentes

A depender das especificações das regras, obtêm-se diferentes tipos de leilão. As categorizações são muitas a depender de atributos do bem leiloado, do desenho e da dinâmica do leilão. As principais diferenciações se dão em relação a:

- (i) Quantidade de produtos: único bem ou multi-unidades;
- (ii) Características físicas dos bens: uniformes ou heterogêneos; divisíveis ou indivisíveis; substitutos ou complementares;

- (iii) Preços dos bens: fechamento uniforme ou discriminatório (*pay-as-bid*)¹⁰; de primeiro ou de segundo preço;
- (iv) Formato dos lances: abertos ou fechados (selados), ascendentes ou descendentes, por preços ou por quantidades;
- (v) Objetivo do leiloeiro: comprar (leilões reversos/de compra/de oferta) ou vender (leilões de venda/de demanda). Em caso de haver comercialização simultânea entre compradores e vendedores ativos, o leilão será dito duplo;
- (vi) Maneira como os agentes formulam sua valoração acerca do produto leiloado: valoração privada, pura (ou comum) ou afiliada;
- (vii) Dinâmica em que ocorrem: única rodada, rodadas sequenciais, híbridos.

Diante desse grande leque de possibilidades, para se discutir e analisar os possíveis resultados de um leilão é preciso primeiramente definir um modelo, um **mecanismo** de leilão. De forma ampla, um mecanismo consiste em regras que governam o que será permitido aos participantes fazer e como essas ações permitidas determinarão os *payoffs* de cada jogador. Além do desenho do mecanismo, outro grupo de variáveis que estaria fora do controle do formulador do leilão remete-se a elementos do **ambiente econômico**, cujos principais elementos seriam: a lista dos atuais (e potenciais) participantes; os *payoffs* possíveis e factíveis; as características dos participantes (capacidade financeira, preferências, informações, crenças, comportamento em relação ao risco) num determinado jogo (Milgrom, 2004).

Como ponto de partida, a literatura usualmente faz referência a quatro desenhos de leilões considerados mais simples e amplamente difundidos. Cada um desses formatos determina um jogo entre os licitantes, diante do qual os agentes formularão seus lances. A pergunta que surge é: dado um mesmo ambiente econômico, algum dos formatos é superior aos demais, no sentido de que gera maior receita para o leiloeiro num leilão de venda?

No modelo geral, os jogadores são simétricos – a distribuição de probabilidade da valoração pelo objeto leiloado é a mesma para todos os participantes – com valores privados, ou seja, elaboram suas informações acerca do valor do bem leiloado de forma independente uns dos outros a partir de uma mesma e conhecida distribuição de probabilidade¹¹. Por seguir essas características, esse modelo inicial é usualmente chamado de Modelo Simétrico de

¹⁰ Significa que os jogadores pagarão pelo produto exatamente o valor de seus *bids*.

¹¹ Note que a regra utilizada pelo jogador para valorar o bem é considerada uma variável aleatória.

Valores Privados. Os formatos mais comuns deste modelo serão descritos a seguir, considerando-os como leilões de venda:

- (i) **Leilão de preços ascendentes**¹²: também chamado de leilão Inglês, onde o leiloeiro aumenta os preços continuamente a partir de um preço de reserva (preço piso) pré-estabelecido até restar apenas um jogador interessado na compra do bem.
- (ii) **Leilão de preços descendentes**: igualmente conhecido como leilão holandês. Parte-se de um preço inicial elevado (preço teto) que segue diminuindo continuamente até que algum licitante aceite o preço proposto.
- (iii) **Leilão de primeiro preço selado**: nessa modalidade os lances são únicos e secretos (geralmente no formato de envelopes selados) e o vencedor será aquele que oferecer o melhor lance, pagando ao fim o valor exato de seu lance.
- (iv) **Leilão de segundo preço selado**: também conhecido na literatura como leilão de Vickrey, pela formulação apresentada em Vickrey (1961). Os lances também são únicos e secretos, mas o licitante vencedor, aquele que apresenta a melhor proposta, pagará o segundo maior lance do leilão e não o seu próprio lance.

Apesar dos distintos formatos, é possível demonstrar que quando válida a hipótese de valores privados e simetria entre os agentes existe equivalência estratégica¹³ entre os pares de desenhos de leilões primeiro preço/holandês e Vickrey/inglês. No caso do leilão de primeiro preço, ele é estrategicamente equivalente ao leilão holandês porque mesmo os lances sendo fechados, como cada jogador define sua estratégia mapeando apenas sua informação privada, conhecer os lances de outros agentes não irá interferir na decisão individual de cada agente. A única informação extra que o leilão aberto descendente informa – em relação ao leilão holandês – é a do preço que determinado agente concordou em pagar pelo bem. Porém, quando essa informação é conhecida o jogo acaba. Assim, dar um determinado lance de preço no leilão de primeiro preço selado ou um lance no holandês (enquanto o produto ainda está disponível) são estratégias que resultariam nas mesmas rendas esperadas. **Logo, mesmo desconsiderando a hipótese de valores privados, as estratégias são equivalentes: para cada estratégia adotada no leilão de primeiro preço selado existe outra equivalente no holandês e vice-versa** (Krishna, 2002).

¹² Esta é considerada a modalidade de leilão mais antiga. De fato, a palavra *auction* (ou leilão na grafia portuguesa) provém do latim *augere* que significa aumentar, cujo participio *auctus* significa aumentando.

¹³ Isso significa que no caso de dois formatos de leilão que possuam o mesmo conjunto de jogadores e as mesmas possibilidades estratégicas, o lucro esperado de cada jogador é idêntico em ambos os jogos (Krishna, 2002; Menezes e Monteiro, 2005).

No outro par (Vickrey/inglês), ambos os formatos de leilão serão estrategicamente equivalentes somente quando os valores forem privados, o que qualifica essa equivalência como fraca. Como ao longo do leilão inglês um licitante pode observar os demais jogadores que desistem da licitação, é possível que, a partir disso, ele possa inferir algo sobre a valoração feita por esses agentes. Provavelmente, as desistências serão interpretadas como má notícia e o agente reduzirá sua própria estimativa do valor do objeto em relação àquela feita pré-leilão. No caso de valores privados, por definição, a valoração do objeto será independente da valoração alheia. Individualmente, não será uma estratégia ótima ficar no leilão depois do preço exceder a valoração feita (incorrendo necessariamente em perda), nem abandoná-lo antes do preço do leilão atingir sua valoração (abrindo mão de ganhos potenciais).

Da mesma forma, no leilão de Vickrey será melhor para cada agente dar um lance exatamente igual à valoração feita pelo bem. Se determinado jogador tem sua regra de valoração independente e tem valoração pior que algum outro jogador, um lance abaixo da valoração ou a própria valoração irá resultar em derrota. No caso do jogador ter a maior valoração, um lance abaixo deste valor pode resultar em derrota, mas o contrário lhe garante a aquisição do bem e um excedente igual à diferença entre sua valoração e o 2º maior *bid*. Assim, nesse par de leilões, a estratégia ótima, considerando a valoração privada e independente dos outros participantes, é dar um lance até o nível da valoração do jogador ou permanecer no leilão até que o lance atinja a valoração.

Em suma, pode-se dizer que **cada par desses tipos de leilão determina jogos equivalentes entre jogadores, bastando, do ponto de vista teórico, analisar um dos modelos de cada um dos pares primeiro preço/holandês e Vickrey/inglês**. Mas qual desses pares leva a um maior preço esperado de venda em estratégias de equilíbrio simétrico¹⁴?

A princípio, pode-se imaginar que um leilão de primeiro preço gere mais renda ao leiloeiro que um de segundo preço visto que no primeiro caso o vencedor paga pelo seu *bid* e no segundo caso o vencedor paga pelo segundo maior *bid*. Este argumento é inválido, pois o *bid* de cada jogador será fruto de um comportamento estratégico. Na verdade, é possível demonstrar que em equilíbrio simétrico no leilão de 1º preço os jogadores dão como lance um valor menor que sua real valoração pelo bem, enquanto no leilão de 2º preço o *bid* é exatamente a valoração pelo bem (Menezes e Monteiro, 2005).

¹⁴ Um equilíbrio onde todos os jogadores seguem a mesma estratégia para determinar suas valorações individuais (Krishna, 2002).

No Anexo A, comprova-se o resultado descrito no parágrafo anterior. Além disso, são detalhados os 4 principais modelos (agrupados em seus pares equivalentes estrategicamente) em suas versões simplificadas, ou seja, leilões de um único objeto, jogadores com valores privados e neutros ao risco, sem restrições do tipo orçamentárias e onde o número de jogadores é informação compartilhada por todos. Formula-se o problema em busca de um equilíbrio de estratégias, diagnosticando a eficiência de cada modelo de leilão e analisando a receita esperada pelo leiloeiro.

1.3.2. Soluções Ótimas: Teorema da Equivalência de Receitas

Após analisar os modelos básicos de leilões, surge a questão de qual seria o formato capaz de gerar ao vendedor (ou leiloeiro) a maior receita esperada. A partir daí é que emerge o principal resultado da Teoria de Leilões, o Teorema da Equivalência de Receitas (doravante TER) formulado por Vickrey. Segundo Klemperer (2003), este é o resultado essencial do estudo de leilões. O TER nasceu a partir de uma primeira formulação de Vickrey (1961) e foi amplamente examinado e difundido pela literatura. A sua essência está em comparar os resultados dos leilões simétricos impondo algumas hipóteses e avaliando sua equivalência. Ele pode ser enunciado da seguinte maneira:

No caso de valores independentes (ou privados) entre jogadores simétricos, os quatro formatos básicos de leilão (primeiro preço, segundo preço, Inglês e Holandês) levam à mesma receita esperada.

No Anexo B, é apresentada uma prova direta do TER, que na verdade é um subproduto do Teorema do Envelope, teorema matemático utilizado em problemas de otimização. Também demonstra-se um importante corolário do TER: *a receita esperada pelo leiloeiro em qualquer um dos quatro tipos básicos de leilão aumenta com o número de participantes.*

Em sua forma geral, o Teorema da Equivalência estabelece que qualquer leilão (não só os quatro básicos) que aloque o objeto para o jogador com a valoração mais alta (satisfazendo ainda uma condição técnica de que o lucro esperado seja no mínimo nulo para o *player* com a menor valoração dentre todos), apresentará a mesma receita esperada. **Independente** do mecanismo escolhido para o leilão, o resultado seria sempre o mesmo (Menezes e Monteiro, 2005). É claro que existem outros aspectos importantes na definição do formato do leilão, que

não são capturados pelo Modelo Simétrico de Valores Privados Independente e devem ser analisados caso a caso.

O aprofundamento da Teoria de Leilões busca examinar extensões ao modelo básico de valores privados e independentes, onde inclusive o TER torna-se inválido, como é o caso em que jogadores são avessos ao risco ou quando têm suas valorações correlacionadas. A seguir busca-se explicitar os principais desdobramentos da teoria quando se afrouxam as principais hipóteses comportamentais aqui assumidas. Este é considerado o estudo de fronteira da Teoria de Leilões.

1.3.3. Flexibilizando Algumas Hipóteses

A partir dos resultados básicos, o campo de estudo dos leilões ampliou seu escopo teórico-analítico, flexibilizando as hipóteses exigidas pelo Modelo Simétrico de Valores Privados Independentes, mudando o ambiente e fazendo surgir assim outros desenhos de leilões cujos resultados não se dão necessariamente a partir do TER. Relaxar as hipóteses que validam o TER aproximaria a Teoria de Leilões às situações mais reais.

Relembrando, as hipóteses fundamentais do Modelo Simétrico de Valores Privados Independentes seriam:

- (i) Independência (valores privados): as valorações entre os diferentes jogadores apresentam distribuições de probabilidade independentes, ou seja, as valorações não dependem de sinais de terceiros, sendo uma informação privada para cada agente;
- (ii) Simetria: as valorações de todos os jogadores estão distribuídas de acordo com a mesma distribuição de probabilidade;
- (iii) Número de participantes é exógeno e não existe risco de colusão entre os participantes;
- (iv) Os lances são unidimensionais (preço ou quantidade);
- (v) Um único bem está sendo leiloado;
- (vi) Neutralidade ao risco, de forma que todos os jogadores procuram maximizar seus lucros esperados;
- (vii) Inexistência de restrições orçamentárias, garantindo que todos os jogadores serão capazes de bancar os lances relativos às valorações feitas.

Os resultados do relaxamento das quatro primeiras hipóteses acima serão apresentados a seguir.

Relaxando a 1ª dessas propriedades do modelo básico obtém-se o leilão de valor comum¹⁵, onde a partir de informações do produto – comuns a todos participantes do leilão – cada agente interpreta esses sinais de acordo com regras próprias e valora privadamente o bem (valoração interdependente) (Klemperer, 1999). Neste caso, jogadores teriam somente parte da informação necessária para formar suas valorações, que também seriam influenciadas pela revelação de informações em mãos dos demais participantes.

Nesse contexto, um primeiro importante conceito seria a “maldição do vencedor”. Com valores comuns, os jogadores irão tentar adivinhar a valoração dos competidores e ajustar seu *bid* de acordo com essa percepção. O jogador inocente incorre na maldição do vencedor: opta por valorar acima do que seus jogadores esperam que ele o faça e sai como vencedor, mas com um lance acima de sua real valoração. Sendo assim, *bidders* racionais irão reajustar suas estimativas de valoração para baixo, buscando evitar a “maldição”. Isso se torna mais forte em leilões de valor comum puro (Krishna, 2002; Chan *et al.*, 2003).

Relaxada a hipótese de que a **informação** está **independentemente** distribuída, abre-se a possibilidade de que os sinais dos jogadores estejam correlacionados entre si. Daí surge o conceito de afiliação, adequado à modelagem deste tipo de comportamento. Assume-se que os sinais são positivamente afiliados quando há uma forte correlação positiva entre as valorações. Grosso modo, isto significa que se um subconjunto de todas as valorações dos participantes contém valorações muito altas, então as valorações do subconjunto complementar também serão altas. Segundo Klemperer (1999, p. 16), “players are affiliated if a high value of one bidder’s signal makes high values of other players’ signals more likely”.

A partir da modelagem de um leilão simétrico de valor comum (interdependente) com correlação e afiliação dos sinais, Milgrom e Weber (1982) chegam a importantes resultados. O primeiro deles seria o de que o Teorema da Equivalência de Receitas perde sua validade¹⁶ e os leilões dos tipos inglês, segundo preço e primeiro preço podem ser ranqueados de acordo com as suas receitas esperadas da seguinte forma:

$$E(R^{\text{inglês}}) \geq E(R^{2^\circ \text{ preço}}) \geq E(R^{1^\circ \text{ preço}}),$$

onde $E(R^\alpha)$ é a esperança matemática da receita do leiloeiro em leilão de formato α .

¹⁵ A extrapolação da premissa de valor comum seria o valor comum puro, onde os *players* formulam sua valoração acerca dos bens estritamente baseados nos sinais informacionais disponíveis e idênticos a todos os participantes.

¹⁶ Lembre-se que, pelo exposto na subseção anterior, diante do relaxamento da hipótese de valores privados independentes, perde-se a equivalência estratégica (fraca) entre o leilão inglês e o de segundo preço selado.

A partir dos resultados da obra seminal de Milgrom e Weber (1982), conclui-se que se as informações dos jogadores são independentes, então todos os mecanismos de leilão levam ao mesmo resultado. Contudo, se a informação é afiliada o leilão ascendente (inglês) maximiza a receita do leiloeiro. Dessa forma, a literatura suaviza a importância da hipótese de afiliação em aplicações práticas e, logo, a independência seria uma das propriedades do Modelo Básico de Valores Independentes que menos necessitaria ser relaxada. A preocupação quanto aos desenhos de leilões e seus resultados deveria, nesse caso, focar na garantia de um número razoável de licitantes e mecanismos de bloqueios à colusão entre os mesmos. Tendo isso em vista, Klemperer (2002, p. 9) afirma que “what really matters in practical auction design is robustness against collusion and attractiveness to entry – just as in ordinary industrial markets.”

De fato, o **número de jogadores**, variável exógena do modelo básico, será crucial na lucratividade e eficiência de um leilão (Klemperer, 2002). A depender do formato do leilão, os *players* optarão por participar ou não, visto que participar é um exercício custoso, e eles só decidirão por fazê-lo se acreditarem que têm, de fato, chances reais de ganhar. Por exemplo: num leilão ascendente, jogadores mais fracos (baixa valoração pelo bem) ficarão desestimulados a participar visto que o jogador mais forte (alta valoração) poderá sempre cobrir os lances feitos pelos mais fracos. Já num leilão de primeiro preço de lance selado, o fraco tem chance de ganhar do forte com um lance que o forte poderia ter coberto, mas não o fez possivelmente pelo fato de ter arriscado e tentado ganhar por um preço mais baixo que a sua valoração. O clássico artigo de Vickrey (1961) ilustra isso com um exemplo onde o jogador que tem a pior valoração pode ganhar um leilão de primeiro preço selado num equilíbrio de Nash¹⁷. Contudo, é possível mostrar que o mesmo não poderia ocorrer num leilão ascendente (com valores privados). Apesar da relevância da discussão, pouco se tem dito após essa importante constatação.

Outra questão que torna o leilão de primeiro preço selado mais atraente à entrada de licitantes é o fato de que neste caso jogadores estão mais incertos quanto às estratégias de seus oponentes, fazendo com que a vantagem dos jogadores mais fortes seja menos proeminente. Na prática, é fato que *players* não compartilham das mesmas distribuições de valoração e mesmo se o fizessem não jogariam estratégias em equilíbrio de Nash, ou seja, leilões de preço selado induziriam a certa “incerteza estratégica”. Então, mesmo considerando que *ex ante*

¹⁷ Objetivamente, um equilíbrio de Nash em um leilão diz respeito à situação de equilíbrio em que o vetor de estratégias tem a seguinte propriedade: a estratégia de cada jogador é uma melhor resposta à estratégia de lance dos demais jogadores.

jogadores eram simétricos, o jogador com menor valoração pode ganhar um leilão de primeiro preço selado, mas jamais ganhará um leilão ascendente onde estratégias são muito mais previsíveis e francas. Quando *players* não são simétricos, a teoria de equilíbrio de Nash prevê que o jogador mais fraco ganhará algumas vezes de um *player* forte num leilão de preço selado, mas Klemperer (2002) acredita que a incerteza estratégica faz com que esse resultado seja ainda mais provável.

Esse é um ponto ainda pouco discutido pela literatura, mas reforça o fato de que em diversas circunstâncias um leilão de preço selado é mais atrativo (à entrada de jogadores) que um leilão ascendente, em contraposição ao resultado de Milgrom e Weber (1982). Apesar de não aprofundado aqui, a relação entre número de jogadores e eficiência do leilão ainda será condicionada pela existência de custos de entrada e a importância de se estabelecer um preço de reserva (preço piso ou teto) em patamar adequado (Klemperer, 2002).

O abandono da hipótese de **simetria** entre *players* leva a um campo muito mais complexo, se afastando dos resultados de eficiência dos leilões onde os jogadores têm suas valorações derivadas de distribuições idênticas. No caso de assimetria, mas ainda com a hipótese de valores privados, no leilão de segundo preço a estratégia (fracamente) dominante continua sendo fazer um lance igual à valoração. Assim, o leilão será eficiente, pois o vencedor será aquele com maior valoração, maximizando a receita do leiloeiro. Por outro lado, no caso de leilões de primeiro preço, apesar de ser possível demonstrar que existirá um equilíbrio, não é possível expressar uma fórmula fechada para as estratégias de lance, tornando a comparação entre os formatos ainda mais difícil. Inevitavelmente, para esse desenho de leilão a assimetria levará a alocações ineficientes, tornando o TER insustentável.

É possível demonstrar porque o leilão de primeiro preço não será mais eficiente sem simetria entre os *players*. Considere dois *players* e um conjunto (β_1, β_2) de estratégias de equilíbrio, contínuas e crescentes. Pela hipótese da assimetria, essas funções necessariamente serão diferentes. Suponha, sem perda de generalidade, que $\beta_1(v) < \beta_2(v)$. Como ambas as funções são contínuas, para um pequeno valor $\varepsilon > 0$ será verdade que $\beta_1(v + \varepsilon) < \beta_2(v - \varepsilon)$. Assim, com probabilidade positiva a alocação será ineficiente, pois o Player2 ganhará o bem mesmo com uma valoração $v - \varepsilon$ menor que a do Player1. Concluindo: com valores privados assimetricamente distribuídos, o leilão de segundo preço aloca o objeto eficientemente, enquanto que, com probabilidade positiva, o leilão de primeiro preço não o faz (Menezes e Monteiro, 2005).

Interessante notar ainda que não se pode de uma forma geral ranquear as receitas esperadas em cada um dos formatos de leilões no caso de assimetria. A depender de premissas quanto à exata distribuição de probabilidade de cada jogador, a receita esperada de um dos formatos poderá ser maior que a do outro.

Além das extensões ao modelo básico apresentadas anteriormente, uma situação bastante interessante (e relevante para a presente pesquisa) são leilões onde os **lances são multidimensionais**, ou seja, quando *bids* são feitos não só em relação ao preço (ou quantidade), mas também para outros atributos. Uma dificuldade que se coloca nesses casos é a definição dos pares ótimos, por exemplo preço e quantidade, visto a inconveniência que surge ao possibilitar uma variação da quantidade vendida do bem. Por isso, frequentemente opta-se pelo formato dos *clock auctions*¹⁸ como forma de facilitar e simplificar esse tipo de decisão, pois neste caso os jogadores fazem lances de quantidade enquanto os preços são dados pelo leiloeiro (Masili e Correia, 2003).

Outra forma de lidar com *bids* multidimensionais é a determinação por parte do leiloeiro de que os *bids* sejam ranqueados de acordo com uma regra de pontuação (*scoring rule*), onde o jogador vencedor seria aquele com maior *score*. O vendedor pode, por exemplo, enviar essa regra para aumentar a competição do leilão, aumentando a competitividade de jogadores mais fracos e forçando jogadores mais fortes a darem lances mais atrativos. Alguns autores chegaram à conclusão que vendedores têm melhores resultados quando revelam aos jogadores alguma das regras de *score* que pretendem utilizar (Che, 1993; Milgrom, 2004).

Che (1993) usa uma versão do modelo de Laffont e Tirole para analisar um leilão onde os licitantes fazem lances de preço e de atributos da qualidade do produto. O leiloeiro utilizaria então uma regra de *score* para avaliar e comparar os lances. Nesse contexto, se mantidas as hipóteses do Modelo Simétrico de Valores Privados Independentes, o TER continuaria valendo nos formatos típicos, ou seja, como leilões de primeiro e segundo *score*.

O estudo de leilões multidimensionais é um campo fértil muito pelo fato de que, nesses casos, regras de *scoring* podem aumentar os lucros dos jogadores sem reduzir a receita do leiloeiro. Intuitivamente, uma comparação mais completa dos atributos dos produtos aumenta os lucros esperados e encoraja a participação, sendo interessante para todas as partes.

¹⁸ Nessa modalidade, existe uma espécie de “relógio de preços” que indicaria o preço para cada bem. A partir dessa informação, os licitantes dariam lances de quantidade. Em seguida, no caso de um leilão de venda, havendo excesso de demanda dos licitantes em relação à oferta de bens do leiloeiro, os preços são aumentados. A variação de preços no relógio ocorreria até que se atinja o equilíbrio entre demanda e oferta.

Contudo, esse resultado e as condições para sua validade ainda não podem ser considerados um consenso pela Teoria.

A título de conclusão deste capítulo, assinala-se que foi examinada uma das principais transformações estruturais em organizações industriais dos últimos 30 anos: as reformas competitivas em indústrias de rede. Argumentou-se que sob um contexto de forte penetração do pensamento liberal, a inserção de competição e eliminação das barreiras à entrada foram os pontos basilares das reformas de diversos setores de infraestrutura ao redor do mundo.

A condução deste processo engendrou mudanças estruturais distintas a depender das características de cada país e setor. No caso dos setores de eletricidade, objeto da presente pesquisa, o modelo tradicional de monopólio verticalizado regulado foi substituído por modelos desverticalizados, com distintos graus de competição e ambientes de mercado, como ressalta Hunt (2002). Importa dizer que novas plataformas transacionais emergiram e mecanismos competitivos de precificação e de coordenação das transações econômicas se fizeram necessários, ainda mais por se tratar de uma indústria com custos de transação extremamente relevantes (Glachant, 2002).

Neste contexto, surgem os leilões e contratos como principais candidatos a cumprirem este novo papel coordenativo, num primeiro momento como mecanismo para a organização de mercados *spots* e atacadistas, a partir do pioneirismo do *pool* inglês, e depois expandindo seu uso em outras modalidades. Para embasar teoricamente os leilões, mostrou-se os principais resultados da Teoria de Leilões, desde o Teorema da Equivalência de Receitas, até resultados mais recentes que indicam uma pesquisa de fronteira ativa e em busca de aderência às situações reais. Conclui-se desta revisão da literatura que os desenhos de leilão não são capazes de se encaixar satisfatoriamente em todas as situações, devendo ser sensíveis aos detalhes do contexto no qual estão inseridos (Klemperer, 2002).

Tendo este pano de fundo – tanto histórico quanto teórico (Nova Economia Institucional e Teoria de Leilões) – o capítulo seguinte tem como objeto de pesquisa os leilões e contratos para comercialização de energia no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro. Devido à sua singularidade, o setor de eletricidade do Brasil faz uso dos leilões como um arranjo das transações de forma bastante diferente do que é feito nos países precursores das reformas competitivas. O prosseguimento da pesquisa busca analisar a eficiência do mecanismo de comercialização, primeiramente observando a adequação do desenho dos leilões e contratos ao caso brasileiro, para depois discuti-los sob um prisma de planejamento energético integrado.

Capítulo 2 - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E OS MECANISMOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Discutidos os leilões, tanto de um ponto de vista teórico, como em relação ao seu papel e importância nas reformas competitivas dos setores de infraestrutura, volta-se agora a atenção ao caso brasileiro.

No Brasil, por ser o Setor Elétrico Brasileiro (doravante SEB) tão peculiar, suas características técnico-econômicas e o envoltório delimitado pelo marco regulatório e institucional colocam os leilões como o principal mecanismo de expansão do sistema. Os leilões de comercialização de energia no âmbito do Ambiente de Comercialização Regulado têm como finalidade assegurar a expansão do sistema brasileiro no longo prazo, a preços módicos, de forma equilibrada com a evolução da demanda e garantindo segurança de suprimento.

Além disso, os leilões também atuam como ferramentas do planejamento da matriz elétrica e, portanto, são de suma importância num sistema dinâmico e em crescimento como o brasileiro (de 1995 a 2009 a demanda por eletricidade cresceu 3,4% ao ano enquanto a capacidade instalada cresceu 4,3% também em termos anualizados). Enquanto em países como a Inglaterra os leilões de energia são somente mecanismos de precificação da energia para transações no mercado *spot*, os leilões brasileiros estão inseridos num contexto fundamentalmente distinto, fator que deve ser considerado quando se pretende avaliá-los.

Assim, o presente capítulo busca primeiramente caracterizar o ambiente e o contexto em que se inserem tais mecanismos competitivos, elucidando as condições de contorno técnico-econômicas do SEB (seção 2.1) e a evolução do marco regulatório e do modelo de organização industrial no decorrer da fracassada Reforma Liberal dos anos 90 (seção 2.2), que culminou no Novo Modelo de 2004. A forma como o mecanismo de contratação (contratos e leilões) está formatado para a comercialização de energia nova – sobretudo a energia termoelétrica – será examinada na seção 2.3, onde ficará clara a sistemática dos últimos Leilões de Energia Nova (LENs) e o formato de contrato desenhado para a contratação de novos empreendimentos de fonte não-hídrica. Com isso, espera-se que o objeto de análise desta dissertação, leilões para expansão da geração elétrica, seja suficientemente contextualizado e descrito para que, no capítulo 3, seja realizada uma avaliação dos mesmos.

2.1. Condições de Contorno do Setor Elétrico Brasileiro

Um setor elétrico – visto como o conjunto de instituições públicas e privadas envolvidas na geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica – possui importantes condições de contorno que, em grande medida, condizionarão a sua forma de operação, planejamento, regras de comercialização e marco regulatório-institucional. Dependendo do caso, cada uma dessas condições de contorno terá maior ou menor influência na forma como o Setor Elétrico se organiza. A seguir, elencam-se os principais elementos:

- (i) Localidade, disponibilidade e qualidade dos recursos energéticos, isto é, das fontes primárias de energia (energia hidráulica, eólica, biomassa, nuclear, hidrocarbonetos, solar);
- (ii) Características da demanda: dispersão dos centros de carga, sazonalidade da curva de carga diária e anual, taxas de crescimento, intensidade energética e elasticidades (preço e renda) da demanda;
- (iii) Disponibilidade e fontes de recursos financeiros públicos e privados para investimento no setor.

Segundo dados oficiais, em 2009, o consumo brasileiro de eletricidade foi de 388,2 TWh para um parque instalado de 106,6 GW, predominantemente hídrico (70%). O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é, dentre os sistemas elétricos do mundo, único e singular. Essa afirmativa é sustentada por duas particularidades fundamentais desse sistema: a sua dimensão territorial e geográfica ímpar e a predominância hídrica da matriz elétrica¹⁹. Ambas as condições de contorno sempre se fizeram presentes e engendram uma forma de operação e conexão entre os subsistemas muito peculiar, onde a busca pela otimização do aproveitamento dos recursos hídricos moldam a **interconexão**, a **operação**, o **planejamento** e o **padrão de comercialização** do sistema.

Quanto à interconexão, o SEB foi desenhado para reduzir o impacto da incerteza e da sazonalidade das afluições por meio da construção de grandes reservatórios. Desde o fim da década de 40 iniciaram-se a construção de grandes reservatórios capazes de utilizar a energia armazenada para regularizar a demanda plurianualmente. Historicamente, este modelo vem garantindo que, em média, cerca de 90% da geração seja de fonte hidráulica²⁰. Um corolário

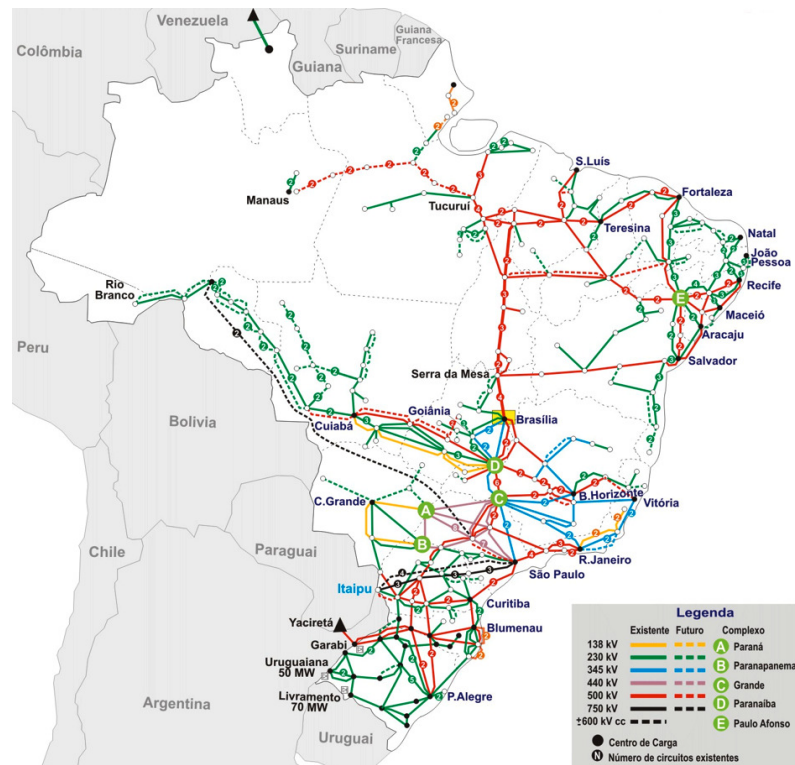
¹⁹ Segundo a FAO (2003), o Brasil é líder mundial em disponibilidade de recursos hídricos. Contabilizando os recursos hídricos disponíveis em território nacional, o Brasil detém 19% do total mundial, seguido por Rússia (10%) e Canadá (7%). Em termos de consumo, dados de 2009 colocam o Brasil como o segundo maior consumidor (ao lado do Canadá e atrás da China), com 12% do consumo hidroelétrico mundial (BP, 2010).

²⁰ Operador Nacional do Sistema - Histórico da Operação.

de um sistema com essas características é que a infraestrutura de transmissão se torna fundamental por dois motivos. Primeiramente, a distância entre os principais aproveitamentos hídricos dos maiores centros consumidores exige uma rede de transmissão de longa distância e alta confiabilidade. A segunda e imprescindível função desempenhada pela rede é a de atuar similarmente a um reservatório “virtual”, visto que é capaz de realocar a reserva de água, evitando vertimentos de água nas hidroelétricas e despachos elétricos desnecessários de usinas termoelétricas. Se corretamente dimensionadas, as linhas de transmissão são capazes de esvaziar estrategicamente os reservatórios, aproveitando-se das diferenças entre os regimes hidrológicos do país, marcantes por se tratar de um país de clima tropical e dimensão continental. Em média, observa-se uma diversidade acentuada entre o Sul e o Sudeste/Centro-Oeste. O Nordeste, por depender do Rio São Francisco com nascente em Minas Gerais, tem basicamente o mesmo comportamento que o Sudeste. É graças à rede de transmissão que se torna possível realocar a energia hidráulica entre regiões ao longo do ano.

Portanto, quanto maior a capilaridade do sistema de transmissão, maior a possibilidade de que as afluições em todo o sistema sejam transformadas de fato em energia, otimizando o uso da água no decorrer do ano e entre regiões de diferentes regimes pluviais. Assim, sistemas elétricos com essas características, exigem um alto nível de interligação para otimizar o uso energético. É consensual a significativa economia de coordenação no sistema hidrelétrico brasileiro (entre 10% e 20%) devido à existência de reservatórios, diferenças entre regimes hidrológicos e entre perfis de demanda em cada região e, certamente, ao fato de o sistema possuir uma rede interligada (Araújo *et al.*, 2008; d'Araújo, 2009). A Figura 6 ilustra o alto grau de interligação do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro que se subdivide atualmente em quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

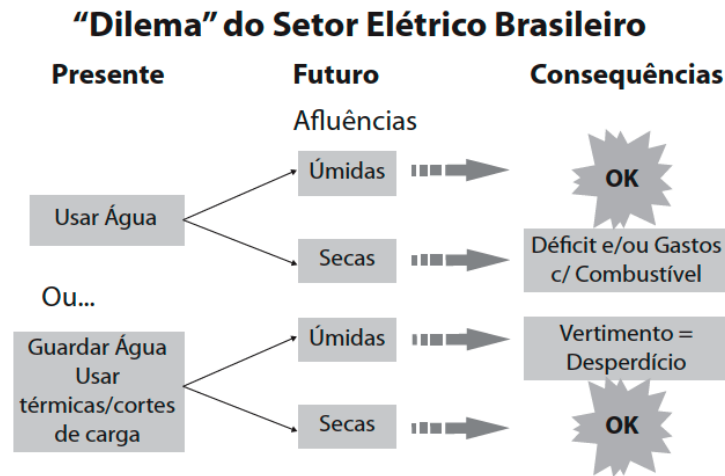
Figura 6 - Sistema Interligado Nacional: Horizonte 2012



Fonte: ONS. Disponível em www.ons.com.br/conheca_sistema/pop/pop_sistema_transmissao.aspx.

Num sistema interligado com as características do caso brasileiro, a **operação** mais eficiente é a que se dá de forma centralizada, o que otimiza o uso dos recursos hídricos disponíveis (Marcu, 2010). Em outras palavras, somente com uma ampla visão sistêmica os ganhos energéticos discutidos nos parágrafos anteriores poderão ser auferidos. É interessante notar que a operação num sistema predominantemente hídrico, cujo regime hidrológico tenha um alto grau de incerteza associado, exige planejamento, diferentemente de sistemas basicamente termoelétricos. A complexidade da operação ao menor custo pode ser expressa fundamentalmente pela seguinte decisão a qual se depara o operador do sistema: se chover no futuro e as hidroelétricas não forem utilizadas, a água será vertida (desperdício energético); caso contrário, um despacho excessivo das hidroelétricas (deplecionando os reservatórios) pode implicar em futuro despacho de termoelétricas, aumentando o custo de atender à demanda. Esse “dilema” do operador é ilustrado pela Figura 7 a seguir.

Figura 7 - Diagrama de decisões típicas da operação

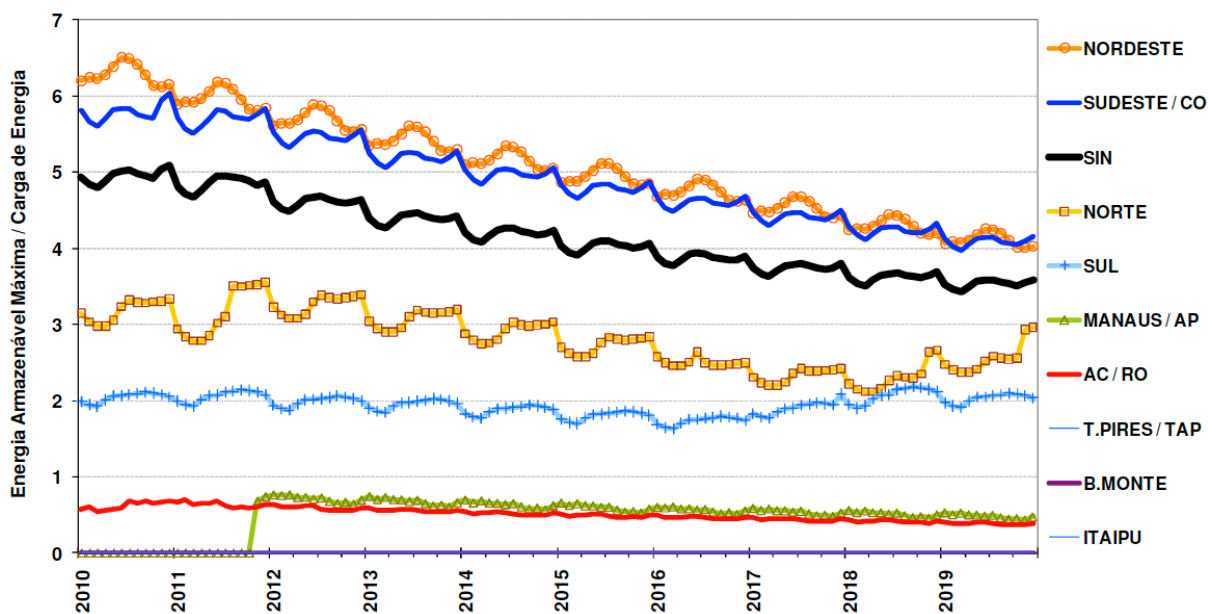


Fonte: d'Araújo (2009, p. 89).

O **planejamento** da expansão do sistema também é bastante desafiador. Por muito tempo a questão essencial do planejamento se concentrava no estudo de inventários das bacias hidrográficas brasileiras, a fim de diagnosticar os melhores aproveitamentos hidrelétricos e viabilizar a construção de usinas (d'Araújo, 2009). A capacidade de armazenamento dos reservatórios existentes e o patamar de consumo permitiam que a demanda fosse regularizada de forma plurianual, isto é, mesmo que durante alguns anos a hidrologia fosse desfavorável, a energia armazenada nos reservatórios poderia suprir a demanda sem necessidade de uso de fontes de energia não-hídricas.

Entretanto, quando se observa a evolução recente da expansão do parque hídrico percebe-se que grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d’ água”, ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Para o futuro, projeta-se que a capacidade de regularização dos reservatórios siga uma trajetória decrescente – tanto por maior restrição da legislação ambiental como pelo esgotamento dos aproveitamentos hidrelétricos com grandes reservatórios – tornando o sistema mais dependente de fontes energéticas não-hídricas, principalmente no período seco. O Gráfico 1 ilustra que essa tendência seguirá se aprofundando mesmo com a previsão de que hidroelétricas com reservatório de regularização – como Serra do Facão, Marabá, Serra Quebrada, Tapajós e Estreito – sejam incorporadas ao sistema.

Gráfico 1 - Evolução da Energia Armazenável Máxima em relação à carga de energia



Fonte: EPE (2010).

Essa importante questão engendrará, no médio e longo prazos, uma mudança estrutural no SEB, visto que impactará irreversivelmente o padrão de geração elétrica sob o qual, historicamente, o setor se desenvolveu. De acordo com EPE (2010, p. 72), essa nova formatação do parque gerador acarreta na:

(...) impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e **maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico.** (grifo do autor)

Esta seção, que buscou introduzir as principais características do SEB, é um preâmbulo do restante do capítulo, onde se apresenta a evolução do setor elétrico brasileiro ao longo das reformas competitivas que se sucederam a partir dos anos 90. As condições de contorno (rede, operação e planejamento) aqui brevemente examinadas influenciarão, conforme será verificado, a dimensão regulatória, institucional, organização industrial e de arranjo comercial do Setor Elétrico Brasileiro.

2.2. Antecedentes: do Modelo Desenvolvimentista à Reforma Liberal

Em relação ao marco regulatório e institucional, esse pode ser cronologicamente dividido em três fases: o modelo desenvolvimentista-estatal iniciado a partir dos anos 50, a Reforma Liberal dos anos 90 e o Novo Modelo de 2004. Nesta seção será apresentado histórico da evolução do setor elétrico brasileiro, desde o modelo estatal verticalizado até a introdução na década de 90 de um modelo competitivo nos moldes das reformas das indústrias de rede, conforme retratado no capítulo anterior. O Novo Modelo implementado em 2004 será descrito com maior nível de detalhe na seção seguinte.

2.2.1. Primórdios e Modelo Desenvolvimentista

As primeiras usinas de geração elétrica construídas no Brasil datam do final do século XIX. Durante esse período inicial do SEB, a organização industrial do setor elétrico era caracterizada por firmas atomizadas, com atividades direcionadas à iluminação pública, bondes elétricos e, em alguns casos, fornecimento de energia para maquinários destinados a atividades de mineração. Em 1920, existiam cerca de 300 empresas no setor elétrico servindo a 431 localidades. A iniciativa privada era quem se envolvia nos grandes projetos para atender a crescente demanda industrial. Neste momento, intensificou-se o processo de integração horizontal e vertical e de centralização das empresas concessionárias, propiciando aos principais grupos estrangeiros (Light e Amforp) domínio em 1939 de mais de 70% da capacidade instalada do país (Souza, 2003).

Nos anos 40, entretanto, os problemas cambiais e de capacidade de investimento dos grupos estrangeiros – reforçados pela visão do governo estadista de Vargas de que a oferta de energia elétrica representava uma necessidade social e importante elemento estratégico para o desenvolvimento industrial do país – engendraram um processo de inflexão nessa dinâmica. Sob esse prisma, a geração e a distribuição de energia elétrica deveriam ser executadas, predominantemente, pelos governos federal e estaduais. Contudo, essa nova postura estatal caminhou a passos lentos e só se consolidou nos anos 50, no momento em que a intervenção estatal passou a ser necessária para atender a crescente demanda por energia elétrica não absorvida pelos principais grupos privados estrangeiros, ainda representados por Light e Amforp (Castro, 1985). A ideia era explorar economias de escala com projetos de grande porte e economias de escopo com atuação de empresas verticalmente integradas, mitigando os

custos de transação típicos de uma indústria de rede tão dependente das interações entre os elos da cadeia como é o setor elétrico, conforme discutido no capítulo 1.

Destarte, em 1959, o governo do Estado do Rio Grande do Sul, na figura de Leonel Brizola, estatizou a subsidiária estadual do grupo Amforp, descortinando o início da etapa desenvolvimentista do SEB, processo ainda consolidado pela criação do Ministério de Minas e Energia em 1960 e, dois anos depois, da Eletrobrás. Com essa política em curso, o Sistema Eletrobrás rapidamente assumiu o primeiro lugar na geração de energia elétrica, com 54% dos 7.400 MW de potência instalada já em 1964 (Souza, 2003; Leite, 2007).

No que diz respeito ao desenho institucional, a estrutura de decisões do setor elétrico brasileiro ganhou arquitetura centralizada, acentuada após a criação da Eletrobrás. Além de atuar como *holding* das empresas federais, a estatal exercia distintos papéis: desempenhava a função de **agente financeiro** do setor, era responsável pelo planejamento e coordenação da **operação** de curto e longo prazo do sistema e tinha o importante papel de **planejar a expansão** da geração e transmissão de todo o sistema. A expansão era assunto pensado e deliberado pelo Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), enquanto a operação ficava a cargo dos Grupos de Coordenação para a Operação Interligada (GCOI), ambos internos à Eletrobrás. Segundo Roxo (2005), a atividade regulatória nesse período era quase que inexistente visto que se tratava de um sistema centralizado e estatal. Os poucos aspectos regulamentares, geralmente de caráter normativo, eram regidos pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, órgão vinculado ao MME, criado em 1965, e que vigorou formalmente até o fim de 1996.

De forma geral, essa organização estrutural e institucional do setor elétrico brasileiro foi mantida dos anos 70 até a década de 90. Até o fim dos anos 70, a política intervencionista do Estado foi beneficiada por uma conjuntura internacional favorável, marcada pelo crescimento econômico e abundância de recursos financeiros. Entretanto, em um segundo período (pós década de 70), essa configuração foi aos poucos se tornando insustentável diante de mudanças conjunturais relevantes que impactaram negativamente o setor, culminando em uma crise financeira a partir da metade dos anos 80. Apontam-se três principais elementos que minaram o sistema de financiamento do setor elétrico nacional: as crises do petróleo, a falta de liquidez internacional e as contas públicas brasileiras (Oliveira e Pinto, 1998 apud Roxo, 2005).

Primeiramente, a elevação dos preços dos insumos energéticos derivados do petróleo gerada pelas duas crises do petróleo – onde o preço da *commodity* multiplicou-se por quatro –

trouxe importantes efeitos colaterais. Com o choque, o *lag* regulatório no setor elétrico²¹ e o uso das estatais para combater a inflação, deterioraram-se os lucros e a capacidade de investimento das empresas do setor. Outro ponto crucial era a dificuldade de captação de novos empréstimos nos primeiros anos da década de 80, que contribuiu para que o país buscasse divisas substantivas em organismos internacionais, principalmente do Fundo Monetário Internacional. As condições desse fluxo financeiro não eram favoráveis, sujeitando as empresas a elevadas taxas de juros e encarecendo o custo do serviço da dívida do setor. Em suma, a origem dos recursos do setor elétrico migrou do autofinanciamento combinado com recursos estatais até 1973, para a predominância de financiamento estrangeiro, que se tornou gradativamente oneroso.

Dessa maneira, houve um processo de efeito dominó do endividamento, desde os geradores, passando pelas distribuidoras, grandes consumidores até os fornecedores de combustível. O alto grau de endividamento geral, segundo Souza (2003, p. 67), foi a “principal evidência da necessidade urgente de revisão institucional e organizacional do setor elétrico”.

A partir da crise do modelo de financiamento do setor, que inviabilizava a expansão da oferta de eletricidade e de linhas de transmissão, a inexistência de um arcabouço regulatório capaz de arbitrar os conflitos de interesses e mitigar a crise financeira que permeava o setor denunciou a necessidade de reformulação do modelo estatal. O modelo até então vigente – que, segundo Santana e Oliveira (1999), se aproximava do Modelo Verticalizado de Hunt (2002) – deu lugar a um modelo essencialmente competitivo que buscava reproduzir, em grande medida, a experiência inglesa.

2.2.2. Reforma Liberal dos Anos 90

A solução dada à deterioração do modelo estatal analisado na subseção anterior, focou-se na participação do investimento privado no Setor Elétrico Brasileiro. É importante dizer que a reestruturação do setor elétrico fazia parte de uma série de reformas em setores de infraestrutura no Brasil (telecomunicações, petróleo, rodoviário, entre outros), peças importantes da política econômica vigente com objetivos de estabilização da nova moeda (o Real), abertura comercial à competição internacional e redução da dívida pública. A postura governamental migrava de um papel de liderança em determinados segmentos, a formulador

²¹ Refere-se à remuneração insuficiente ao equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas devido à existência de *lag* temporal no processo de ajuste da regulação por custo de serviço num contexto inflacionário. O tema é muito bem explorado em Joskow (1989).

de políticas e regulador setorial, seguindo o diagnóstico neoliberal. Essa visão político-ideológica contribuiu para que os governantes justificassem no início da década de 90 a inclusão de um programa de privatização na agenda de reformas competitivas, uma segunda etapa do Plano Nacional de Desestatização (PND) iniciado com a Lei nº 8.031/90 (Melo *et al.*, 2009). Assim, na base da reformulação estava a intenção de mitigar o problema do déficit fiscal, via privatizações, restaurar o fluxo de financiamentos – assegurando os investimentos requeridos principalmente na geração e transmissão – e tornar as empresas de energia mais eficientes por meio de um marco regulatório adequado.

Não obstante, ainda objetivava-se – indo ao encontro das reformas setoriais abordadas no capítulo 1 – a introdução de competição na cadeia de valor da indústria elétrica, permitindo, em tese, uma redução nos custos e no preço da energia e contribuindo, a reboque, para a melhora na qualidade do serviço. Esperava-se que potenciais ganhos em termos de preço, qualidade e continuidade do serviço pudessem ser transferidos ao consumidor final; esta era ao menos a grande promessa das reformas competitivas (Glachant, 2002). Em referência aos modelos discutidos no capítulo 1, o modelo que foi implantado no Brasil na década de 90 foi uma tentativa de reproduzir os Modelos Atacado Competitivo (e parcialmente o Varejo Competitivo), incorporando competição na geração e livre escolha dentre os varejistas.

Vale ressaltar que o arquétipo idealizado para o Brasil foi fortemente influenciado pelo modelo inglês pautado na desverticalização, competição, *open-access* e privatização descrito por diversos autores como Joskow (2002) e Newbery (1999, 2002). Em termos de mudanças institucionais, o início da reforma de caráter neoliberal (conhecida como Reforma Liberal) foi marcado pela Lei nº 8.631 de 1993, que acabou com a regulação a custo de serviço, introduzindo a regulação por incentivos, e extinguindo a equalização tarifária. A legislação também estipulou o comércio bilateral obrigatório entre geradoras e distribuidoras (via contratos de suprimento), obrigando a desverticalização entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Contudo, foi a Lei de Concessões de Serviços Públicos nº 8.987/1995 e sua regulamentação para o setor elétrico regida pela Lei n.º 9.074/1995 que marcaram definitivamente a reforma do modelo institucional do setor elétrico, definindo suas bases. Por meio de ambas as leis, foram instituídas a figura do produtor independente de energia e do consumidor livre e ainda as regras para licitação de concessões.

Adiciona-se a isso a criação de novas instituições necessárias à nova estruturação do setor. A Agência Nacional de Energia (Aneel) foi estabelecida pela Lei nº 9.421/1996 com a finalidade de regular e fiscalizar o setor de energia elétrica brasileiro. Para a operação do

sistema, somente em 1998 criou-se um operador independente não detentor da rede de transmissão – um típico ISO (*Independent System Operator*)²² – o Operador Nacional do Sistema (ONS). Esta nova instituição desempenharia o papel de executar a operação técnica de curto prazo do sistema, reunindo as funções do planejamento, programação e execução da operação das usinas que atenderiam à demanda, trabalho antes realizado pelo GCOI da Eletrobrás.

O projeto de reestruturação para o setor foi inicialmente arquitetado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com a consultora *Coopers & Librand*, entre os anos 1996 e 1997. O Relatório Final de julho de 1997 sofreu algumas mudanças para adequar-se às particularidades brasileiras: base hidrelétrica, otimização energética baseada na regularização plurianual e rede fortemente interligada (Leite, 2007; d'Araújo, 2009).

A desverticalização seria seguida pela privatização dos ativos, que segundo Leite (2007), foi um processo precipitado por ocorrer antes das novas regulamentações terem sido colocadas em prática. Em 1996, mesmo sem um marco regulatório definido, as distribuidoras Escelsa e Light foram privatizadas. Por fim, houve a privatização quase completa da distribuição e a venda marginal entre as geradoras. De acordo com Melo *et al.* (2009) e Leite (2007), 80% das empresas de distribuição e cerca de 20% das de geração foram privatizadas.

Dessa forma, as mudanças de cunho regulatório e institucional, somadas às privatizações, reestruturaram o modelo industrial antes vigente, integrado verticalmente, dando lugar a um novo modelo desverticalizado com participação de agentes privados. A exemplo do que foi feito em outros países, a geração foi desvinculada da transmissão e separou-se a distribuição da comercialização, limitando o *self-dealing* entre empresas do mesmo grupo. A ideia era introduzir competição na geração, criando a figura do produtor independente e do comercializador e mantendo os segmentos de transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais, sob regulação.

As distribuidoras deveriam garantir baixa volatilidade para os consumidores do mercado cativo, sendo obrigadas a adotar um portfólio de no mínimo 85% da energia adquirida em contratos bilaterais, ficando o restante para possíveis negociações no mercado *spot*. Os grandes consumidores, categorizados como consumidores livres, ganharam maior poder na contratação, podendo comprar energia de um comercializador ou de produtores independentes no âmbito do mercado atacadista. Percebe-se que, de forma geral, as premissas

²² Para detalhes das distinções entre as tipificações de operadores de sistemas elétricos, recomenda-se a leitura de Marcu (2010).

de competição de uma típica reforma competitiva estavam na agenda dos implementadores da Reforma Liberal.

Quanto ao lado comercial do modelo, o propósito inicial era criar um sistema no qual a competição e os preços definidos no mercado *spot* estimulassem novos investimentos, da geração à distribuição. Apenas em 1998, a Lei nº 9.648, seguida pelo Decreto MME nº 2.655, determinou as características do Mercado Atacadista de Energia (MAE) no qual todos os compradores e vendedores negociariam e onde seria formado o preço *spot* da energia elétrica para cada submercado (Leite, 2007). No âmbito do MAE, também seriam negociados os contratos bilaterais (de prazos mais alongados), denominados “contratos do mercado atacadista de energia elétrica”. Os idealizadores da reforma previam que o total de energia a ser comercializada no mercado *spot* não deveria ultrapassar a parcela de 10% a 15% do total da energia transacionada no MAE (d'Araújo, 2009). A entrada oficial em operação do MAE se deu em setembro de 2000.

Feita uma revisão das principais mudanças colocadas pela Reforma Liberal, aprofunda-se na subseção seguinte as questões mais pertinentes para a presente pesquisa, a saber, a introdução dos leilões e modalidades contratuais como regras e mecanismos competitivos das novas plataformas transacionais frutos inevitáveis, como explorado no capítulo 1, de reformas competitivas liberalizantes.

2.2.3. Leilões e Contratos na Reforma Liberal

A reestruturação do setor elétrico descrita na subseção anterior criou novos ambientes de comercialização que enfatizam o uso de leilões, sustentados legalmente por leis como 8.666/93, que inclui o leilão como modalidade de **licitação**, 10.438/02 e 10.604/02, que permitiram a **comercialização** de energia elétrica usando principalmente o mecanismo de leilões (Masili *et al.*, 2003). O leilão seria o mecanismo competitivo escolhido para licitar linhas de transmissão, empreendimentos de geração já existentes com contratos de concessão vencidos e novos empreendimentos. A utilização dos leilões para comercialização de energia de curto prazo (leilão de certificados realizados pelo MAE pós-acionamento e leilões de excedentes) não serão explorados nesta pesquisa, focada nos casos mais diretamente relacionados à expansão da geração elétrica²³. O leilão de transmissão será brevemente abordado pela sua influência na remodelação do desenho dos leilões de geração no âmbito do Novo Modelo introduzido em 2004.

²³ Para maiores detalhes acerca dos leilões de curto prazo ver Silva (2003) e Cezario (2007).

Transmissão

Nos leilões de transmissão (linhas da rede básica em tensão maior ou igual a 250kV) os participantes disputavam o direito de construir a instalação e explorar a concessão do serviço de transmissão. A competição se dava pela menor tarifa exigida pelos concorrentes, se distinguindo do caso dos leilões de concessões para empreendimentos de geração que optavam por maximizar o *bid* pela concessão.

As licitações foram disputadas por meio de leilões de oferta com objetivo de minimizar o valor do serviço público a ser prestado. Os lances eram comparados em função das propostas de Receita Anual Permitida (RAP) desejada para construir, operar e manter a linha durante o período da concessão (Leite, 2007). Consistia em até duas rodadas distintas, onde os interessados faziam lance para a RAP. A probabilidade de sucesso de cada participante aumentava com a redução do seu lance de preço.

Na primeira rodada, havia um leilão fechado de primeiro preço, com preço de reserva (ou preço teto) definido pela Aneel. Os participantes que estivessem numa faixa de até 5% do preço de liquidação da 1ª rodada, estavam qualificados para a segunda rodada. Se na primeira etapa (lances por envelope fechado) houvesse apenas um lance de preço menor ou igual ao valor de corte, o leilão chegava ao fim e a licitação era concedida ao grupo ou empresa que fez a menor oferta do leilão. Se na primeira etapa houvesse mais de um lance menor ou igual ao valor de corte, as empresas ou grupos responsáveis por estes lances iniciam a segunda etapa do leilão. Na segunda rodada, ocorre um leilão aberto descendente com lances a viva voz, podendo ser definidos, a critério da Aneel, lances iniciais mínimos. Quem oferecesse a menor RAP se sagra como vencedor. Em caso de empate na segunda e última rodada, o diretor do leilão faz um sorteio para determinar o vencedor (Masili e Correia, 2003; Silva, 2003).

De forma geral, os resultados dos leilões para expansão da rede foram considerados expressivos, um dos poucos exemplos de sucesso da Reforma Liberal que mais perto teria chegado dos objetivos originais. Segundo Leite (2007), talvez pela simplicidade das regras, mais simples e transparentes que os de geração, foi possível atrair satisfatoriamente a iniciativa privada.

Energia Nova

Prevista pela Lei nº 8.987/95, as licitações de aproveitamentos de recursos hídricos para a geração de eletricidade foram licitadas pela Aneel de 1997 a 2002. A agência

reguladora era o órgão responsável por realizar as concessões e também por fiscalizá-las e assumiu nestes leilões o papel de leiloeiro, concedendo ao participante ganhador do leilão o direito de implantar e operar a hidrelétrica por 35 anos, podendo este prazo ser renovado, a critério da Aneel (Silva, 2003).

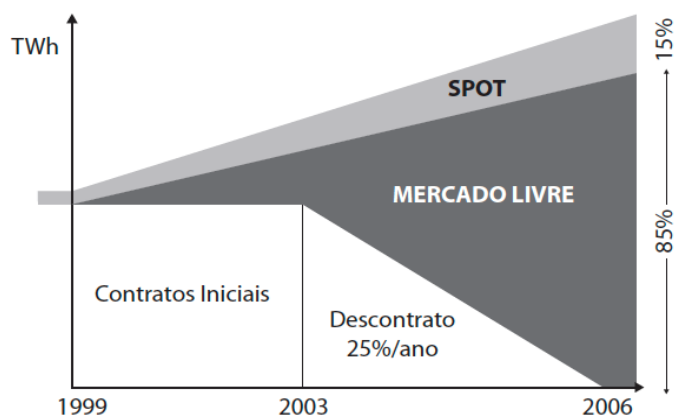
O mecanismo de leilões foi utilizado para licitar a construção de novas hidrelétricas, optando-se por um formato aberto e ascendente, e com liquidação uniforme de primeiro preço. Os leilões partiam de um lance mínimo estipulado pela Aneel e ganhava o empreendimento quem oferecesse o maior pagamento para usufruir a concessão por 35 anos (Masili e Correia, 2003).

Segundo Leite (2007), foram concedidas licenças a 31 usinas que somavam 12 GW de capacidade instalada. Considerando a entrada em 5 anos de todas as usinas, esses empreendimentos contribuiriam, a partir de 2002, com apenas 2,6% do acréscimo de capacidade do sistema.

Energia Existente

Quanto aos empreendimentos de geração existentes, é interessante ressaltar que o objetivo da Reforma era gradativamente trasladar os contratos antigos em mãos de geradoras federais e estaduais para contratos bilaterais negociados livremente e, em menor parcela, contratos negociados em mercado do tipo *spot*. O objetivo dos formuladores da reforma era que, em 2006, essa transposição atingisse a proporção de 85% no mercado livre e até 15% no *spot*. Para isso, a partir de 2003, os contratos existentes até então (90% com as empresas federais e estaduais remanescentes) seriam descontratados a razão de 25% a cada ano. O Gráfico 2 abaixo ilustra essa transição pensada no governo FHC.

Gráfico 2 - Descontratação dos contratos iniciais



Fonte: d'Araújo (2009, p. 135).

Dessa forma, a Lei nº 10.438/02 determinava que fossem utilizados leilões públicos para a comercialização da energia elétrica das geradoras sob controle federal e estadual para venda de energia elétrica liberada dos contratos previamente existentes. O formato era de um leilão de demanda, aberto, ascendente e uniforme de primeiro preço (Masili *et al.*, 2003). O produto leiloados eram lotes de 0,5 MW com características definidas na 1ª fase do leilão: vendedor, local de entrega (submercado Nordeste, Norte, Sudeste, Centro-Oeste, Sul), quantidade de lotes a ser ofertada, potência máxima e mínima, prazo do contrato de compra e venda a ser firmado. Tinham participação obrigatória as estatais CGTEE, CHESF, Eletronorte e Furnas. Demais geradores de energia poderiam também participar, desde que de acordo com os termos do edital. A duração dos contratos de compra e venda deveriam ser de 2, 4 ou 6 anos, com início de recebimento da energia a partir de janeiro de 2003 (Cezario, 2007).

O primeiro desses leilões foi organizado pelo MAE e realizado em setembro de 2002. Três outros leilões estavam previstos para 2003, 2004 e 2005, mas foram posteriormente cancelados em função da crise do racionamento e início da transição para o Novo Modelo de 2004.

Leilões de Compra Spot

Completando o ambiente atacadista de comercialização de energia, existia ainda a possibilidade de transação de eletricidade via mercado *spot*. Um leilão de compra com o objetivo de criar mecanismo competitivo para que compradores (distribuidores e comercializadores) adquirissem energia elétrica de vendedores (geradores públicos, produtores independentes, outros comercializadores e distribuidores). O objetivo era garantir

um preço justo e competitivo ao consumidor cativo e incentivar a expansão da geração. A compra dos lotes de energia se deu em lotes de 0,5 MW médios, onde cada produto deveria especificar o tipo de lote, quantidade, local de entrega, prazo do contrato e prazo de início de suprimento. Entre 2003 e 2004, foram realizados 11 leilões de compra de energia, sendo que em 4 desses não houve compradores interessados (Cezario, 2007).

2.2.4. Racionamento e Crise do Modelo Vigente

A evolução desse conjunto de arranjos comerciais se mostrou inadequada ao caso brasileiro, tanto pelas características do parque elétrico brasileiro quanto pelas dotações institucionais iniciais do SEB, frágeis para abarcar uma reforma tão orientada para soluções de mercado. Assim, antes mesmo de ser completamente implementada, o processo de reforma foi interrompido.

Não cabe no escopo desta pesquisa discutir a fundo o sucesso ou fracasso da Reforma Liberal dos anos 90. Contudo, é importante ressaltar que além das falhas no ritmo de implementação destacadas por Araújo (2001), os gestores da reforma foram extremamente reticentes quanto ao gerenciamento de longo prazo da transmissão e geração, isto é, o planejamento da expansão do sistema e da interligação da rede inter-regional foi praticamente ignorado (d'Araújo, 2009). A excessiva morosidade para que instituições que seriam responsáveis por isso (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos e Conselho Nacional de Política Energética) saíssem do papel simbolizava o papel secundário relegado ao planejamento, algo muito influenciado pelo caráter pró-mercado da reforma, com redução da intervenção estatal.

Essa significativa negligência e os problemas de sinalização de investimentos do MAE²⁴, foram determinantes para que este modelo fosse marcado por uma infeliz herança: o racionamento de 2001/2002, onde o país foi forçado a diminuir seu consumo de eletricidade em 20% durante 8 meses. Os montantes foram fixados em 20% de redução para os consumidores residenciais com consumo superior a 100kWh/mês, 20% para os consumidores comerciais, e entre 20% e 25% para os consumidores industriais (Leite, 2007). Para discussão mais aprofundada sobre as causas do racionamento, ver Araújo (2001), Correia (2006), Leite (2007), Pinto *et al.* (2007) e d'Araújo (2009).

²⁴ De acordo com d'Araújo (2009, p. 146), “imaginou-se que, apesar das características físicas do sistema brasileiro, o preço de curto prazo poderia ser o sinal indutor de novos investimentos. Esse foi o mais grave erro na arquitetura do sistema de mercado, pois desprezou a alta probabilidade do baixo preço do mercado spot que, estruturalmente, jamais poderia ser o sinal econômico para investimentos”.

Apesar de as medidas adotadas pela Câmara de Gestão da Crise do Setor Elétrico Brasileiro, instituída sob o comando do então Ministro Chefe da Casa Civil, terem contornado o momento de crise, o modelo estava fragilizado. A profundidade da crise de racionamento desencadeou a necessidade de revisão completa do marco legal, culminando num novo desenho institucional para o setor.

2.3. Novo Modelo de 2004

Por razões distintas daquelas que se apresentaram ao final da década de 80, novamente o modelo vigente estava em crise. A estrutura regulatória e institucional – definida ao longo dos anos 90 e com implementação incompleta – não foi capaz de, por si só, resolver as questões impostas pela crise do racionamento. Fazia-se necessária uma reestruturação do modelo estabelecido pela Reforma Liberal, adotando-se profundas mudanças legislativas e institucionais.

Há certo consenso na literatura que a crise do racionamento foi consequência do desenho regulatório-institucional adotado ao longo da década de 90, cujas fragilidades fundamentais seriam: falta de **coordenação do risco de suprimento**, ausência de **planejamento** e a configuração do **mercado atacadista de energia** (Leite, 2007; Pinto *et al.*, 2007; d'Araújo, 2009). A essência da implementação do novo modelo centrou na manutenção dos elementos do caráter competitivo do setor elétrico, mas buscando corrigir as falhas diagnosticadas no modelo liberal.

O Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidro-térmico de Energia Elétrica (conhecido também como Relatório Kelman), publicado em maio de 2001 no Diário Oficial, trouxe à tona importante percepção acerca do vácuo institucional quanto à questão do planejamento. A partir da Reforma Liberal, a expansão da oferta energética ficou em função da demanda projetada por empresas distribuidoras, que poderiam contratar até 15% de sua demanda no mercado *spot*. Subitamente, a responsabilidade da expansão deixou de ser um programa do Estado, como ocorria desde os anos 50, para ser um programa do “mercado”.

Outro problema grave ainda vinculado ao planejamento se refere à paralisação e desmonte de equipes e processos de planejamento antes liderados pelas empresas federais, principalmente Eletrobrás (d'Araújo, 2009). Os inventários das bacias hidrográficas, conforme dito na 1ª seção deste capítulo, representam o marco zero para a viabilização de projetos hídricos. Durante o período de implementação da Reforma Liberal, os estudos de inventário foram descontinuados e paralisados, deixando a realização destes nas mãos do setor privado.

Sem metodologia específica e presença do poder público, os projetos elaborados pecavam pela inconsistência e incoerência.

As principais mudanças pensadas – e de fato realizadas – diziam respeito às regras do Mercado Atacadista de Energia e ainda à criação de um conjunto de novas regras e agentes com fins de coordenar e planejar o setor, buscando um equilíbrio entre as prescrições de uma reforma competitiva e as particularidades do caso brasileiro. O Novo Modelo de 2004 foi então introduzido pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848 (ambas de março de 2004) e pelo Decreto n.º 5.163/2004 que indicavam a essência do modelo: “implementar mecanismos que assegurassem uma coordenação mais efetiva do mercado elétrico brasileiro” (Pinto *et al.*, 2007, p. 228). Os objetivos chave deste novo marco institucional seria a busca pela modicidade tarifária e a expansão da geração com segurança de suprimento (Leite, 2007; d'Araújo, 2009).

Para atingir este duplo objetivo estratégico, a proposta do Novo Modelo centrava-se no resgate do planejamento energético. As instituições criadas para os fins de planejamento foram a Empresa de Planejamento Energético (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), ambos vinculados ao MME, para os quais ficaram designadas as funções de planejamento da expansão e segurança eletroenergética do país, respectivamente. Acreditava-se que a atuação dessas instituições mitigaria o risco de um novo déficit de energia estrutural ao longo da maturação do modelo.

Os elementos competitivos introduzidos na Reforma Liberal, como a desverticalização das empresas e a abertura do acesso à rede (*open-access*), foram mantidos. Assim, a propriedade da rede física do sistema foi mantida sob o sistema de concessão pelo uso do bem público, garantindo a propriedade das linhas de transmissão ao Estado brasileiro que as alienava a terceiros por meio dos leilões. Assim, do ponto de vista de estrutura comercial, o Novo Modelo se assemelhava a uma variante do Modelo Atacado Competitivo, examinado no capítulo 1, mantendo a competição no varejo restrita à grandes consumidores.

Quanto à estrutura comercial do modelo, tratou-se de substituir o MAE, percebido como plataforma transacional inadequada para um sistema como o brasileiro. Os objetivos ilustrados pelo Gráfico 2 da seção anterior não faziam mais parte dos objetivos do SEB, extinguindo-se os leilões para comercialização de energia no mercado *spot*. Agora, o papel do mercado de curto prazo seria o de liquidar as diferenças entre o lastro de energia em contrato por cada usina e a energia de fato gerada. As diferenças contratuais seriam então liquidadas pelo PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), calculado em base semanal pelo ONS de forma a refletir o custo marginal de operação do sistema (d'Araújo, 2009).

As regras do mercado atacadista foram, portanto, profundamente alteradas. Por meio da Lei nº 10.848/2004, foram fixados dois ambientes de contratação de energia: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Ambos eram operacionalizados pela recém criada Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela contabilização dos contratos de comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. No ACL, ocorre a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres²⁵ por intermédio de contratos bilaterais, livremente negociados entre grandes consumidores e geradores (ou comercializadores). Esses contratos são semelhantes àqueles negociados no ambiente de livre negociação bilateral do modelo anterior.

O ACR abrange a contratação de energia para o atendimento dos clientes das empresas distribuidoras, definidos como consumidores cativos. Toda empresa concessionária de distribuição fica obrigada a contratar 100% de sua energia neste ambiente de negociação. Além disso, são obrigadas a declarar anualmente ao MME a demanda do mercado em que atuam para os 5 anos subsequentes. Sendo assim, o funcionamento do ACR se caracteriza como um *pool* – do tipo *tight pool* por não haver discriminação entre compradores e vendedores –, ou seja, geradores não escolhem a distribuidora para quem venderão a energia nem vice-versa. Uma importante diferenciação do *pool* brasileiro em relação a modelos adotados em outros países, como a Inglaterra, diz respeito ao perfil de longo prazo dos contratos negociados no *pool*.

Ao longo de 2009, este ambiente foi responsável por mais de 80% da energia consumida, conforme *Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica* publicada pela EPE. Além disso, o ACR é a plataforma transacional responsável pela expansão da geração elétrica a partir da realização de leilões periódicos de venda de energia. Tendo em vista a relevância dos mecanismos de comercialização de energia no ACR para os objetivos desta pesquisa, a seguir serão examinados os principais arranjos transacionais deste ambiente, a saber, o Leilão de Energia Nova (LEN) e o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR).

2.3.1. Leilões de Energia Nova

No Novo Modelo, a realização sistemática de leilões passou a fazer parte do objetivo de resgatar o planejamento, sendo desenhados para atender a expansão tanto da capacidade

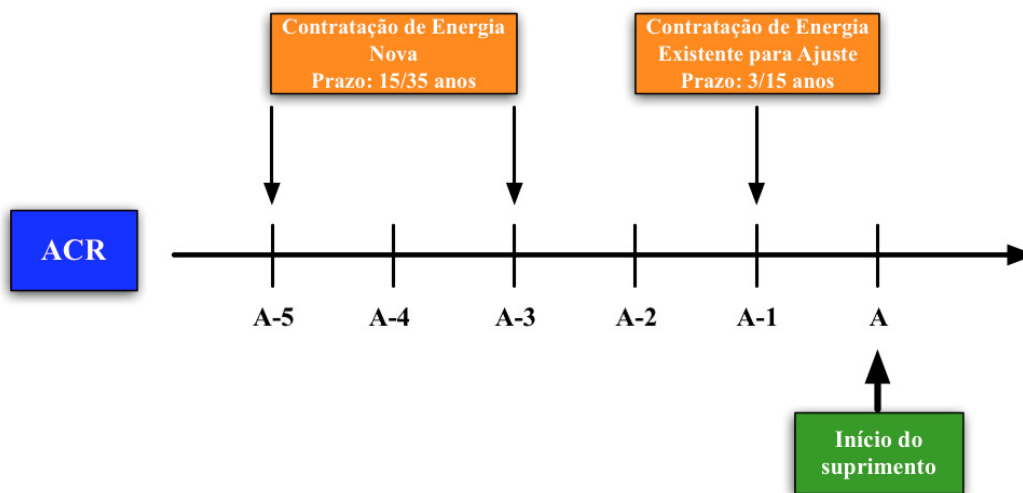
²⁵ Consumidores livres ficaram definidos como agentes com consumo maior que 3 MW, sem restrições quanto ao nível de tensão em que estão conectados à rede.

instalada quanto da infraestrutura de transmissão, assim como para comercializar energia descontratada de usinas já existentes. No âmbito do segmento de geração, as licitações têm como ponto final a celebração de contratos entre geradores de energia e as distribuidoras que declararam necessidade futura de compra de energia.

Nesse contexto, o leilão se consolidou como o mecanismo competitivo para disputa dos CCEARs. Legalmente, de acordo com inciso VII, art. 20, do Decreto nº 5.163/2004, o critério de menor tarifa deve ser utilizado para definir os vencedores de um leilão, isto é, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por MWh para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Essa mudança buscou reproduzir no segmento da geração o sucesso do formato descendente dos leilões de transmissão. Segundo Masili e Munhoz (2004) a mudança foi positiva por criar, *ex ante*, um ambiente competitivo para contratação de tarifas módicas se afastando do viés arrecadatório do formato anterior de leilões para novos empreendimentos de geração.

Conforme ilustrado na Figura 8, os Leilões de Energia Nova ocorrem 3 ou 5 anos antes da data do início de suprimento de energia, sendo chamados de leilões “A-3” e “A-5”. A duração dos contratos pode variar; usualmente são 15 anos para o caso dos projetos de termoelétricas e 30 anos para as hidrelétricas. No caso de leilões para energia de empreendimentos existentes, estes ocorrem geralmente 1 ano antes do início do contrato, visto que o projeto já se encontra em operação. Existem também leilões de ajuste cujo objetivo é adequar as mudanças na expectativa de demanda das distribuidoras e ocorrem até 2 anos antes do início do suprimento de energia.

Figura 8 - Periodicidade dos contratos no Ambiente de Contratação Regulado



Fonte: Elaboração própria.

Outras possíveis formas de comercialização de energia no ACR seriam os Leilões de Fontes Alternativas e de Energia de Reserva, que estão ganhando cada vez mais espaço, mas que não serão pormenorizados nesta pesquisa pela maior relevância dos LENs. Em termos de volume de energia transacionada, os Leilões de Energia Nova (LEN) e os de Energia Existente (LEE) são os responsáveis pela maior parte da energia comercializada no ACR desde o início do Novo Modelo, dividindo igualmente os quase 40 GWmed contratados entre 2004 e 2009. Contudo, os LEE não são relevantes enquanto mecanismos de expansão do parque gerador de eletricidade. Por essa razão, a presente pesquisa focará de agora em diante nos Leilões de Energia Nova. Para análise aprofundada dos LEEs, já existe rica literatura que avalia os desenhos utilizados nestes leilões. Exemplos: Fehr *et al.* (2004), Masili e Munhoz (2004), Dutra e Menezes (2005), Fittipaldi (2005), Carneiro (2006), Correia *et al.* (2006) e Moita e Rezende (2008).

Dentre os Leilões de Energia Nova existe uma categoria de leilões exclusiva a novos projetos hidrelétricos de grande porte, dada a importância destes para a expansão do sistema tanto em termos de qualidade (fonte “limpa”) quanto de quantidade (grandes volumes de energia firme). Esses projetos de geração são indicados por Resolução do Comitê Nacional de Política Energética e aprovados pelo Presidente da República. Empreendimentos como esses devem ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público.

Essas licitações, também conhecidas como “leilões estruturantes”, funcionam de forma diferente dos demais LENs. A disputa se dá em torno de um projeto oferecido no leilão,

geralmente enquadrado como A-5. O projeto – que nesse caso será o objeto de licitação – já tem cumprido algumas etapas do processo de licenciamento ambiental, mitigando o risco de atrasos para obtenção da aprovação dos órgãos ambientais. Os *players* (geralmente organizados em consórcios ou Sociedades de Propósito Específico) dão lances em R\$/MWh para operarem aquele empreendimento cujas características (localização, potência, tamanho de reservatório, etc.) foram formatadas previamente pela EPE. Outra importante atuação da esfera pública para o sucesso desse modelo diz respeito às condições favoráveis de financiamento colocadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Até o momento, foram realizados três leilões estruturantes: usinas hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

À parte dos leilões estruturantes, os Leilões de Energia Nova são abertos à participação de empreendimentos de quaisquer fontes, cujos projetos deverão ser formatados pelos próprios participantes. Tipicamente, projetos de fonte térmica e hídrica participam de um mesmo leilão, mas concorrendo por contratos diferenciados. Os projetos de fonte hídrica (incluindo as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH) têm contrato de suprimento por 30 anos, enquanto os de fonte térmica²⁶ (óleo combustível, diesel, gás natural, carvão, biomassa) duram 15 anos. O objetivo desses leilões é claro: incorporar ao sistema usinas que adicionem a maior segurança possível, ao menor custo de geração. A alocação final do *mix* energético propiciada por esses leilões será detidamente examinada no capítulo 3.

O desenho dos LENS – conhecido também como “sistemática” do leilão – não está fixado em lei, isto é, não existe obrigatoriedade de que as regras de todos os leilões a serem realizados sejam as mesmas. O desenho do leilão é definido para cada caso através de documentos divulgados pela Aneel e CCEE. Assim, nos 8 leilões deste gênero que ocorreram desde o início do Novo Modelo até 2009, diferentes regras foram estabelecidas. Após algumas experiências e aperfeiçoamentos do formato dos LENS, o desenho passou a se consolidar em torno de um leilão híbrido (2 fases) com dinâmica de lances do tipo *clock auction*. A sistemática comum aos últimos dois Leilões de Energia Nova A-3 (2008 e 2009) será apresentada nos parágrafos seguintes, baseada nos trabalhos de Cezario (2007), Araújo *et al.* (2008) e Costa e Pierobon (2008), assim como nos documentos da CCEE de detalhamento das sistemáticas.²⁷

²⁶ A energia eólica também pode participar dos LENS, mesmo não sendo considerada uma fonte térmica de energia.

²⁷ As sistemáticas dos LENS A-5 e A-3 apresentam diferenças. A principal delas diz respeito aos lances: no A-5 são lances de preço enquanto que no A-3 os lances são de quantidade de lotes e receita fixa anual. Foi escolhido

O primeiro passo é estipular uma data para realização do leilão, publicar a sistemática do leilão e o produto a ser leilado, designando a fonte energética do empreendimento (térmica ou hidroelétrica), a data de início de suprimento e a duração do contrato. O leiloeiro tem em mãos a **oferta de referência**, isto é, a quantidade de energia demandada pelas distribuidoras. Esse montante a ser contratado no leilão é dado sigiloso, desconhecido pelos *players* participantes. Os lances são feitos em lotes de energia, cada lote equivalendo a 1 MWh.

O leilão divide-se em etapas e rodadas, realizadas de forma sequencial. As etapas se dividem em etapa “hidro” e “outras fontes”, sendo que a proporção da oferta a ser colocada em disputa em cada uma delas é pré-definida antes do leilão. Em cada uma delas, há rodadas uniformes e rodadas discriminatórias.²⁸

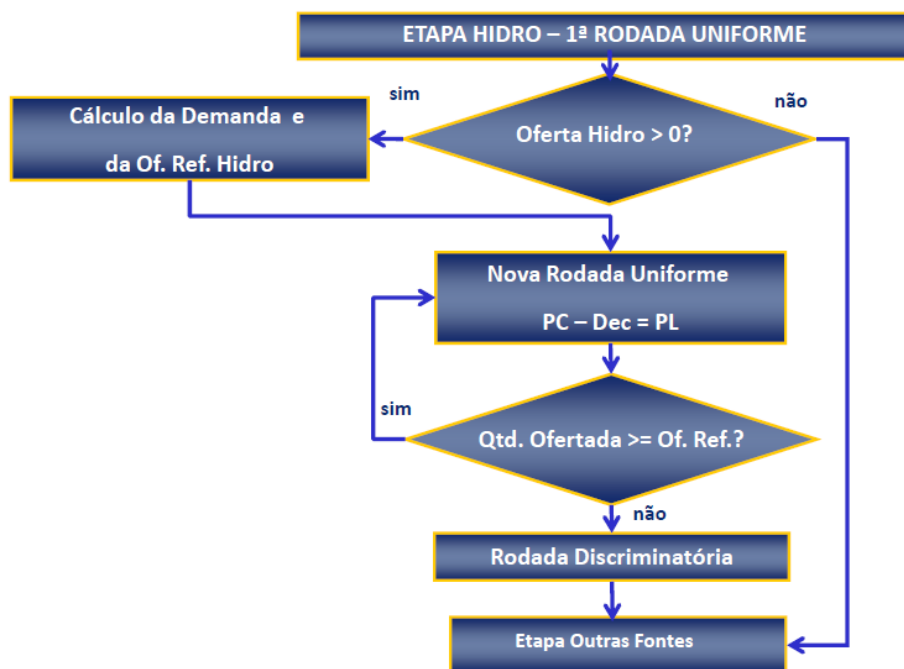
O leilão inicia-se pela etapa “hidro”, conforme descrito na Figura 9. Essa diferenciação ocorre porque entende-se que o atendimento à demanda deve ser feito preferencialmente por meio da oferta hidroelétrica disponível, deixando a demanda remanescente para ser atendida por usinas termoelétricas. No formato *clock auction*, em cada rodada há submissão de lances de quantidade dos empreendimentos de fonte hidroelétrica ao preço (R\$/MWmed) definido automaticamente pelo sistema. Ao fim de cada rodada uniforme, o sistema soma os lances de quantidade e avalia se este ultrapassou a oferta de referência hídrica. Em caso positivo, realiza-se nova rodada de lances de quantidade com um decréscimo no preço. Em caso negativo, encerra-se a fase uniforme da etapa “hidro”, tomando como base os preços e quantidades da penúltima rodada vinculados a cada participante.

Na fase discriminatória, os empreendimentos conservam as quantidades ofertadas da penúltima rodada uniforme e agora dão um único lance de preço (no mínimo igual ao preço da penúltima rodada uniforme).

o detalhamento dos LENs do tipo A-3 por serem mais direcionados à competição dos empreendimentos de fonte térmica, foco desta pesquisa.

²⁸ É bom ressaltar que, tipicamente, projetos hídricos que participam dos LENs são de pequeno (PCH) e médio porte. Grandes projetos hidrelétricos são licitados nos leilões “estruturantes”, conforme definido anteriormente.

Figura 9 - Sistemática dos LENs A-3 2008 e 2009 - Etapa Hidro



Of. Ref. oferta de referência; é o total da demanda do leiloeiro para o produto “hidro”

PC preço corrente será o preço vigente em determinada rodada

Dec decremento no preço corrente após verificado que a quantidade ofertada pelos geradores participantes é maior que a oferta de referência

PL é o preço de lance mínimo para uma **nova** rodada

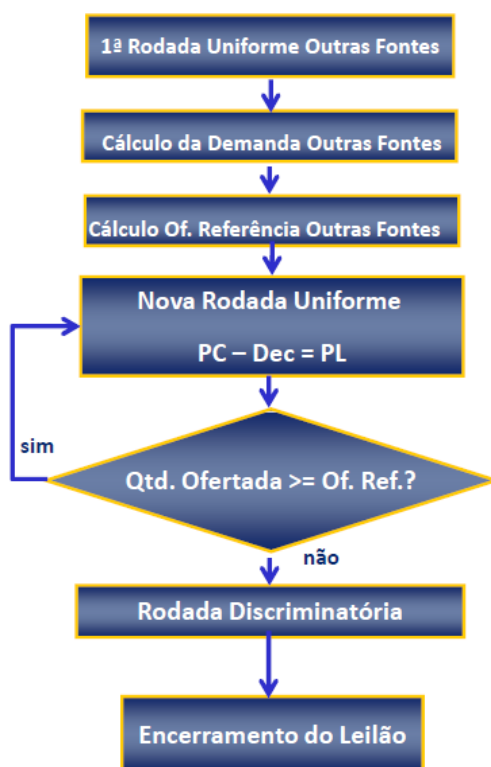
Fonte: CCEE.

Encerrada a etapa “hidro” o leilão parte para a fase seguinte, com dinâmica semelhante. Nas rodadas uniformes da etapa “outras fontes” (também chamada de “etapa termo”), os vendedores de energia submetem lances de quantidade associados ao preço (R\$/MWmed) definido pelo sistema.²⁹ O lance inicial para essa rodada – “preço teto térmico” – geralmente é estipulado pelo órgão regulador anteriormente ao leilão. Enquanto a oferta feita pelos vendedores for maior que a oferta de referência, as rodadas ocorrem continuamente, utilizando a cada nova rodada o preço corrente da rodada anterior menos um decremento. Quando a soma da quantidade ofertada pelos empreendimentos térmicos for menor que a oferta de referência do produto, parte-se para a rodada discriminatória.

²⁹ O preço calculado pelo sistema para cada rodada uniforme é fruto de uma regra de *scoring* que leva em consideração diversos atributos do projeto hidrotérmico. Este mecanismo de ranqueamento conhecido como Índice Custo-Benefício (ICB) será detalhado no capítulo seguinte, tendo em vista sua influência na alocação final do leilão.

A rodada discriminatória exige que os vendedores que ainda permanecem na licitação submetam agora lances de receita fixa (R\$/ano) requerida para a viabilidade do projeto, respeitando as quantidade de lotes ofertadas na penúltima rodada uniforme. A receita fixa – que é um dos parâmetros do ICB – deve resultar no mínimo em um ICB equivalente ao registrado na penúltima rodada uniforme. A rodada discriminatória se encerra após uma única inserção dos lances. Essa sistemática está esquematizada a seguir na Figura 10.

Figura 10 - Sistemática dos LENs A-3 2008 e 2009 - Etapa Termo



Of. Ref. oferta de referência; é o total da demanda do “leiloeiro” para o produto “outras fontes”

PC preço corrente será o preço vigente em determinada rodada

Dec decremento no preço corrente após verificado que a quantidade ofertada pelos geradores participantes é maior que a oferta de referência

PL é o preço de lance mínimo para uma **nova** rodada

Fonte: CCEE.

Ao final da 2ª fase, o sistema ordena os lances por ordem crescente de preço e classifica os lotes em atendidos ou não atendidos, com base na quantidade demandada (oferta de referência) para cada produto. Com isso o leilão se encerra.

Fato bastante relevante ao mecanismo de contratação de novos empreendimentos, diz respeito ao objeto disputado no leilão, ou seja, os contratos de suprimento de energia. A seguir são apresentadas as duas modalidades praticadas no âmbito do Ambiente de Contratação Regulado.

2.3.2. Contratos de Suprimento de Energia Termoelétrica

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEARs) são celebrados entre os vendedores e as distribuidoras que declararam necessidade de compra de energia. Estes serão os contratos de suprimento de longo prazo de uma usina termoelétrica que se sagre vencedora de um Leilão de Energia Nova. De acordo com o Decreto n.º 5.163 de 2004, esses contratos podem ser de dois tipos: contratos por quantidade e contratos por disponibilidade de energia.

Os **contratos por quantidade** têm sido utilizados para empreendimentos hídricos e nos Leilões de Energia Velha. Nestes, geradores (compradores) firmam contratos bilaterais com as distribuidoras (vendedores) se comprometendo a transacionar determinado montante físico de MWh, por um prazo longo a um preço indexado ao IPCA. O risco hidrológico, isto é, um regime hidrológico pouco favorável que diminua o fator de carga da usina, é assumido pelo empreendedor da geração. Se isto ocorrer, ele estará exposto a um risco financeiro no curto prazo. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que é uma câmara de compensação entre usinas hídricas, permite diminuir este risco pelo compartilhamento de sobras a um preço fixo e baixo. Caso o MRE não seja suficiente, isto é, se não houver sobra de energia hídrica para suprir os compromissos contratuais, o empreendedor terá que recorrer ao mercado *spot*, caso em que estará sujeito ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do momento.

Já no caso da termoeletricidade, são celebrados como resultado dos LENs os chamados **contratos por disponibilidade**. Eles são reajustados pelo IPCA, exceto a parcela relativa ao combustível das termoelétricas com base em derivados de petróleo, gás natural e carvão mineral importado. O combustível é reajustado anualmente conforme as Portarias MME n.º 42, 46 e 253 de 2007, que buscam reduzir o risco de descasamento entre os índices de reajuste dos contratos e a evolução dos preços dos combustíveis.

Sob o contrato por disponibilidade, o empreendedor se responsabiliza por operar o empreendimento e fornecer energia sempre que for chamado a despachar pelo ONS. Não existe garantia ou previsão para o total de energia a ser efetivamente fornecida. Ao gerador é

garantida uma receita fixa com objetivo de cobrir os custos fixos, encargos, impostos e de remunerar o capital investido. Quando despachada pelo Operador Nacional do Sistema, o custo variável da usina é transferido aos consumidores cativos via tarifa. Trata-se, portanto, de uma situação de baixo risco para o empreendedor, que repassa para os consumidores não só o custo fixo do projeto, mas também os custos de operação e manutenção e compra de combustível. O único risco alocado ao gerador diz respeito à garantia de suprimento de combustível.³⁰ Ficam claras, portanto, as distinções entre os dois tipos de contrato no que diz respeito à alocação do risco.

De acordo com o apresentado preteritamente neste capítulo, o Brasil seguiu amplo e difundido processo de reforma liberal nos setores de infraestrutura, onde se percebeu um recuo da intervenção governamental e avanço da agenda de reforma competitiva: desverticalização da cadeia de valor, *open-access* à rede de transporte e inserção de concorrência no segmento de geração, em substituição às estruturas verticalmente integradas presentes até os anos 90. Esse contexto era muito propício à introdução de leilões como mecanismo competitivo central de comercialização das concessões, visando transferir os ganhos de eficiência para os consumidores finais.

Contudo, a crença na eficiência da alocação via mercado, sem levar em conta as particularidades da indústria energética brasileira e as dotações institucionais necessárias ao sucesso da reforma levou à crise do modelo liberal simbolizada pelo racionamento de 2001. A volta do planejamento no SEB foi um dos principais pilares do Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro e foi nesse contexto que emergiram novas formas de leilões e contratos para comercialização de energia por longos períodos (a partir de 15 anos).

Diagnosticou-se ao longo deste capítulo a importância dos Leilões de Energia Nova e dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado como principais arranjos para transacionar eletricidade no marco regulatório-institucional vigente. Estes cumprem um duplo objetivo: atrair investidores para disputarem competitivamente concessões para geração de eletricidade e direcionar a expansão da matriz elétrica brasileira.

Dito isso, o próximo capítulo objetiva justamente avaliar tais leilões e contratos. Para isso, será considerada a sistemática dos LENs e as modalidades contratuais disponíveis no ACR descrita nas últimas seções, assim como as particularidades técnico-econômicas do SEB.

³⁰ Note que não haverá risco para a térmica flexível somente se ela tiver um contrato de compra de combustível que utilize o mesmo indexador do contrato por disponibilidade da Aneel. Se a térmica comprar combustíveis a preço de mercado ou com uma indexação diferente da Aneel, ela estará sujeita ao risco de descasamento entre os custos de produção e as receitas.

A pergunta que se pretende responder é a seguinte: os arranjos transacionais para comercialização de nova energia elétrica no mercado regulado do Brasil são eficientes enquanto mecanismo competitivo e enquanto instrumentos de planejamento energético? Colocado esse desafio analítico, parte-se para o capítulo 3.

Capítulo 3 - AVALIAÇÃO DOS LEILÕES E CONTRATOS PARA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NOVA

Ao longo do capítulo 2, foi descrito o contexto em que se inserem os leilões de eletricidade no Brasil, em particular, os Leilões de Energia Nova (LENs) para contratação de energia termoelétrica. Estes são vistos como os principais arranjos transacionais dos novos ambientes de mercado criados pela reforma competitiva iniciada nos anos 90 e aprimorados no modelo regulatório-institucional vigente desde 2004. Assim como os típicos leilões de mercados atacadistas *spot*, os LENs têm como objetivo impulsionar a competição, atrair número adequado de participantes e garantir preços módicos ao consumidor final. Entretanto, como examinado anteriormente, por contratar capacidade disponível para um período longo (15 anos ou mais), o LEN também é o mecanismo responsável pela adição de novos empreendimentos ao parque gerador, atuando como direcionador fundamental do planejamento da matriz elétrica futura.

Portanto, no caso brasileiro, uma avaliação dos leilões requer a segmentação das funções que este desempenha no Setor Elétrico Brasileiro. Enquanto mecanismo competitivo, deve ser avaliado o desenho do mecanismo e a capacidade deste em promover a competição, inibir comportamentos colusivos, capturar a disposição a pagar dos participantes e maximizar a receita do leiloeiro. Já no que diz respeito aos leilões como instrumento de planejamento energético, deve ser considerada a qualidade da seleção de novos empreendimentos de geração e sua habilidade em alinhar-se à política energética do país, sob uma ótica integrada e dinâmica.

Tendo isso em vista, as duas primeiras seções deste capítulo buscam explorar esses dois critérios de avaliação dos LENs para empreendimentos térmicos. Na 1ª seção, a Teoria de Leilões desenvolvida no capítulo 1 será utilizada como ponto de apoio para avaliação dos LENs. Em relação ao papel dos leilões enquanto ferramenta de expansão da geração, será desenvolvida avaliação na 2ª seção sustentada pelas particularidades do Setor Elétrico Brasileiro – tema abordado no capítulo 2 – e pelo conceito de planejamento energético integrado estratégico que será definido ao longo do presente capítulo. Os CCEARs também serão objeto de avaliação por estarem inseridos no arranjo geral para comercialização de energia nova. Por fim, a 3ª e última seção do presente capítulo se preocupará em discutir o que já vem sendo feito para avançar em relação aos problemas identificados no formato dos leilões e contratos e, então, propor novas alternativas de cunho contratual.

3.1. Avaliação do Desenho dos LENs

Como ressaltado no capítulo 1, no caso dos setores elétricos, a reestruturação criou novos ambientes para a comercialização de energia. O papel dos leilões enquanto plataforma de comercialização adquiriu cada vez mais importância, baseado na possibilidade de introduzir forças competitivas e garantir preços módicos. Nesse contexto de reformas competitivas, os leilões buscam mimetizar mercados organizados para alocar produtos aos licitantes, de acordo com determinadas regras. Na prática, os resultados dos leilões são incertos e existe a preocupação real de que os objetivos dos reguladores não sejam atingidos, resultando em preços de energia que não reflitam os custos marginais dos vendedores e a disposição marginal a pagar dos compradores (Morey, 2001).

Da perspectiva dos reguladores e dos órgãos de defesa da concorrência, a principal questão do desenho de leilões em mercados de eletricidade diz respeito à prevenção do comportamento colusivo e predatório, à promoção da entrada de agentes e à possibilidade de revelação de informações acerca dos custos dos licitantes. De forma geral, o formato dos leilões deve reduzir a possibilidade de manipulação artificial do preço que resultem em transferência de renda por poder de mercado (Masili e Correia, 2003).

Tendo em vista essas preocupações, a literatura referente à avaliação do desenho dos leilões no Brasil se desenvolveu, bastante concentrada, como dito no capítulo anterior, nos Leilões de Energia Existente. Quanto aos Leilões de Energia Nova – principal foco desta pesquisa –, existe pequena literatura que buscou avaliá-los a partir do enquadramento da sistemática no corpo teórico-analítico da Teoria de Leilões e discussão acerca da adequação do leilão aos objetivos dos órgãos governamentais responsáveis, tendo em vista as particularidades do mercado brasileiro.

Apesar de passar por algumas modificações desde o primeiro Leilão de Energia Nova, em dezembro de 2005, ao longo das 7 edições subsequentes a sistemática foi sendo consolidada. Sendo assim, a etapa térmica – por vezes chamada de etapa de outras fontes – dos Leilões de Energia Nova A-3, realizados em 2008 e 2009, se caracterizou, conforme detalhado na seção 2.3.1, como um leilão de oferta (ou reverso) **híbrido**, dividido em duas fases com mecanismos distintos e com lances fechados. Na 1ª fase, um leilão decrescente com *bids* de quantidade correspondentes aos preços anunciados pelo leiloeiro, que decrescem num formato *clock auction*. O principal objetivo é classificar, por meio de rodadas uniformes, os empreendedores que participarão da fase seguinte. A 2ª fase obriga os jogadores a manterem

os lances de quantidade ofertada na penúltima rodada uniforme da 1ª fase. Agora os *bids* passam a ser de preço, partindo de um **preço de reserva** (preço teto) também igual ao preço de fechamento da penúltima rodada uniforme. Após um único lance fechado do tipo *pay-as-bid*, o leilão encerra e o sistema indica os vencedores. Outra importante característica, existente desde o primeiro leilão em 2005 exclusivamente para empreendimentos de fonte térmica, é o uso de um mecanismo de ranqueamento dos *bids* (Índice Custo-Benefício – ICB) de quantidade, de receita fixa anual e de outros atributos calculados anteriormente ao leilão preço. Na literatura sobre leilões, mecanismos com esta finalidade são conhecidos como **scoring rule**.

Partindo dessas características principais, procura-se nas páginas seguintes avaliar separadamente esses atributos, de forma aderente à Teoria de Leilões abordada no capítulo 1 e à literatura levantada acerca do caso brasileiro. Para alguns dos tópicos será feito um aprofundamento de tópicos da Teoria de Leilões, complementando o desenvolvido anteriormente nesta pesquisa.

3.1.1. O Formato Híbrido

O formato do Leilão de Energia Nova é de um leilão híbrido, visto que combina dois estágios de *bids* selados decrescentes. Leilões que combinam diferentes desenhos vêm sendo largamente analisados pela literatura (Klemperer, 1998; Milgrom, 2004; Menezes e Monteiro, 2005; Levin e Ye, 2008). O formato adotado no caso brasileiro segue a mesma lógica de um dos leilões híbridos mais amplamente debatido pela literatura: o leilão inglês-holandês. A partir do diagnóstico de vantagens e desvantagens dos formatos básicos inglês e holandês, Klemperer (1998) propôs um novo formato de leilão, que ficou conhecido como inglês-holandês. Neste, o leiloeiro inicialmente aumenta continuamente os preços até que apenas dois de todos os participantes permaneçam na disputa. A partir daí, inicia-se a segunda fase e os *players* restantes são requeridos a fazer um lance final selado no mínimo no mesmo nível do último preço anunciado pelo leiloeiro na fase anterior. O vencedor pagará pelo valor de seu lance (*pay-as-bid*). De acordo com interpretação de Levin e Ye (2008), a 1ª fase objetiva extrair o máximo de informação que seria revelada em um leilão ascendente puro, aumentando a receita esperada pelos participantes se a valoração for afiliada, enquanto que a 2ª fase evita (ou ao menos reduz) a chance de valorações homogênea entre os bidders.

A partir do modelo original de Klemperer (1998), Levin e Ye (2008) modelam uma versão onde o número de participantes eliminados da primeira fase poderia variar entre 1 e

$(n-2)$). Outra premissa são valores privados afiliados e jogadores avessos ao risco. O principal resultado do artigo é consistente com o modelo de Klemperer: o leilão inglês tem sua receita esperada menor que qualquer leilão híbrido onde ao menos um participante seja excluído na fase de preços ascendentes. Para Milgrom (2004), a principal vantagem desta modalidade de leilão é a sua habilidade em atrair participantes. Contudo, os autores fazem importante ressalva: caso os jogadores tenham grau elevado de aversão ao risco, a aplicação de leilões híbridos pode resultar em menor nível de receita esperada que leilões de primeiro preço. Uma observação final dos autores ressalta que optar por estender demasiadamente a 1ª fase pode acabar reduzindo a competição na 2ª fase.

O caso brasileiro tem bastante semelhança ao leilão inglês-holandês descrito nos parágrafos anteriores, principalmente no que diz respeito à existência de uma primeira fase classificatória e outra discriminatória. É verdade que algumas diferenças estão presentes: nos LENS ambas as fases são descendentes; não existem restrições quanto ao número de *players* classificados para a 2ª fase; da 1ª para a 2ª fase os lances que antes eram de quantidade passam a ser de preço. Mesmo diante dessas distinções, é possível afirmar que o formato dos LENS e o leilão inglês-holandês compartilham da mesma essência. Avalia-se, portanto, que os resultados encontrados pela literatura para o leilão inglês-holandês indicam que o formato híbrido escolhido para o desenho dos LENS é adequado à eficiência do leilão, contribuindo para a atratividade do leilão e garantia de competição entre os participantes.

3.1.2. O Clock Auction

O formato *clock auction*, surgiu como uma variação de leilões ascendentes simultâneos, introduzidos primeiramente pela *Federal Communications Commission* (FCC) nos EUA em 1994, onde objetivava-se facilitar a comparação entre diversos itens semelhantes leiloados simultaneamente e a detecção, por parte dos jogadores, de quais produtos eram os relativamente mais baratos (Milgrom, 2004).

Este formato comporta leilões de um único bem ou de múltiplos bens. O leiloeiro estipula o preço de cada rodada e os divulga em um painel (ou relógio). A cada rodada o leiloeiro incrementa o preço (ou diminui no caso do leilão inverso) para aqueles bens em que a demanda excedeu a procura. Um desafio ao leiloeiro é ajustar sutilmente este incremento nos preços a fim de evitar a sobreprecificação do produto leiloadado.

Carneiro (2006) considera o formato *clock auction* adequado aos objetivos do leiloeiro para o caso do SEB. Apesar de exigir metodologia para decréscimo dos preços, é inegável a

sua utilidade como simplificador de leilões bidimensionais, como ocorre no caso brasileiro onde o preço (ICB no caso dos empreendimentos térmicos) e a quantidade compõem o *bid* de um empreendedor.

3.1.3. O Preço de Reserva

No caso de um leilão de demanda, o preço de reserva seria um valor previamente estipulado que estabelece o mínimo pelo qual o leiloeiro aceita receber pelo produto licitado. É conhecido como **preço teto** no caso de leilões descendentes e de **preço piso** no caso de leilões ascendentes. Klemperer (1999), argumenta que se os jogadores têm valores privados independentes, o preço de reserva ideal não estará relacionado ao número de *players* e deverá ser estipulado em patamar consideravelmente acima do custo do objeto para o leiloeiro. O preço de reserva ótimo será aquele que iguala a receita marginal do leilão ao custo para o vendedor. Quando os valores são independentes, a receita marginal de um *bidder* é independente da receita marginal dos outros *bidders* e o preço de reserva independe do número de participantes.

No caso em que as valorações são afiliadas, haverá correlação entre o preço de reserva e o número de participantes do leilão. A hipótese da afiliação implica em maior proximidade entre a valoração mais alta e a segunda mais alta (e assim por diante). Logo, um aumento do número de participantes implica em maior proporção de *bidders* com receitas marginais esperadas acima do custo do objeto, implicando – para leilões de venda ascendentes – num preço de reserva ótimo em patamar mais alto que no caso de valores privados independentes. Levin e Smith (1996) assinalam que preços de reserva ótimos, em casos de valoração afiliada, convergem para a verdadeira valoração do vendedor à medida em que o número de *bidders* cresce. Klemperer (1999), generaliza o resultado, comprovando que em qualquer dos formatos básicos de leilão (inglês, holandês, primeiro preço e Vickrey), estabelecer o preço de reserva igual ao custo do objeto para o vendedor maximiza a receita do vendedor.

É possível demonstrar matematicamente que para o caso do leilão inglês (estrategicamente equivalente ao leilão de Vickrey sob a hipótese de valores privados) o uso de preço de reserva não altera o comportamento dos licitantes, ou seja, continua sendo uma estratégia fracamente dominante dar como lance a própria valoração pelo bem (Masili e Munhoz, 2004; Milgrom, 2004). Por outro lado, o mesmo Milgrom (2004) desenvolveu teorema que generaliza o uso de preços de reserva em leilões: a receita esperada de um leilão com $(n+1)$ participantes e sem preço de reserva será no mínimo tão alta quanto um leilão

correspondente com n participantes e utilizando um preço de reserva ótimo. Daí conclui-se que o uso de preço de reserva pode ser interessante, mas “perigoso” se reduzido o número de participantes.

Deve-se destacar que questões outras podem influenciar o preço de reserva efetivamente definido. Klemperer (2002) ressalta que problemas de cunho político podem condicionar essa escolha visto que preços de reserva elevados – num formato de leilão ascendente – podem se opor aos interesses de grupos industriais (custo de entrada mais elevado) e aumentar a percepção de risco dos governantes quanto ao fracasso do leilão, caso o preço de reserva não seja atingido e o objeto fique sem comprador.

Quanto ao caso brasileiro, é estipulado no próprio edital dos leilões um valor teto para o Índice Custo-Benefício, no caso de empreendimentos térmicos, ou do preço da energia (R\$/MWh) em empreendimentos hidroelétricos. Além disso, a 2ª fase do leilão também inicia-se com um valor teto, balizado no resultado da competição da 1ª fase. O formato descendente dos LENs é favorável à manutenção do comportamento estratégico dos licitantes quando preços de reserva são empregados. Enquanto o desenho dos LENs for propício à entrada de participantes, os problemas potenciais de se adotar preços acabam por serem mitigados.

3.1.4. O Uso de Scoring Rules

Uma situação bastante interessante (e relevante para a presente pesquisa) são leilões onde os **lances são multidimensionais**, ou seja, quando *bids* são feitos não só em relação ao preço (ou quantidade), mas também para outros atributos. O leiloeiro pode então ranquear os *bids* de acordo com uma regra de *scoring*, onde o jogador vencedor seria aquele com maior *score*.

Este mecanismo por si só já é custoso e o processo de estabelecer uma regra de ranqueamento pode envolver não só a valoração do *bid*, mas talvez uma negociação entre leiloeiro e participantes a fim de que o novo mecanismo crie valor para ambos (Milgrom, 2004). A parte atraente de se incorporar *scoring rules* ao desenho do leilão é a possibilidade de o vendedor enviesar a regra para elevar a competição do leilão, aumentando a competitividade de jogadores mais fracos e forçando jogadores mais fortes a submeterem lances mais agressivos. Somado à isso, a possibilidade de definir uma metodologia de valoração dos atributos do produto confere ao leiloeiro a possibilidade de melhor conduzir a alocação final do leilão na direção que melhor lhe convenha.

O estudo de leilões multidimensionais e da regra de *scoring* – conforme examinado na subseção 1.3.3 desta pesquisa – sugere que seu uso seja factível com aumento do *pay off* dos jogadores, sem reduzir a receita do leiloeiro. Este resultado faz sentido visto que uma comparação mais completa dos atributos dos produtos poderia aumentar a receita esperada dos participantes e encorajar a participação, sendo interessante para todas as partes. Alguns autores chegaram à conclusão que leiloeiros têm melhores resultados quando revela aos jogadores as regras de *scoring* que pretende utilizar (Che, 1993; Milgrom, 2004). Uma ressalva, assinalada por Engelbrecht-Wiggans *et al.* (2005), diz respeito à necessidade de grande número de participantes nos leilões para que os benefícios da introdução de regras de ranqueamento possam ser usufruídos.

No caso brasileiro, como ressaltado anteriormente, o ICB funciona como o mecanismo de *scoring*. Pelos trabalhos da Teoria de Leilões examinados nesta pesquisa, é possível concluir que a introdução de tal mecanismo não é, *a priori*, um problema para a eficiência do leilão em termos da maximização da receita do leiloeiro. Pelo contrário, existe a possibilidade de que o uso do *score* aumente a eficiência e receita esperada do leilão. Outro ponto favorável, considerado uma boa prática pela literatura, se refere ao uso do formato *clock auction* com *scoring rules*, como é feito no caso dos LENS.

A análise das principais características dos LENS baseada na Teoria de Leilões, conforme foi a proposta das páginas que se seguiram, é tópico pouco explorado pela literatura. Carneiro (2006) analisou o 1º Leilão de Energia Nova, cuja sistemática era semelhante à dos LENS atuais. Avaliação do formato híbrido apontou para atendimento do objetivo de modicidade tarifária, pela presença de preços de reserva iguais aos preços finais da fase imediatamente anterior. Contudo, a “demanda do leiloeiro” colocada para o leilão não foi completamente atendida. A autora atribui isso ao limitado número de rodadas da segunda fase que não permitiu a alocação perfeita da oferta. Apesar das falhas, o desenho de leilão empregado foi visto, de forma geral, como apropriado à venda de eletricidade por dar espaço ao planejamento setorial para maior controle do nível de preços.

Moreno *et al.* (2010b) faz análise comparativa do caso brasileiro com o caso chileno. O desenho dos Leilões de Energia Nova – híbrido com *clock auction* descendente e fechamento *pay-as-bid* do preço – foi avaliado satisfatoriamente, permitindo revelar os competidores mais agressivos para depois selecionar aqueles com disposição a pagar pelo menor preço. Em suma, os LENS foram reconhecidos pelos autores como um formato capaz de minimizar o preço pago pela energia.

Percebeu-se, pelo estudo da Teoria de Leilões feito até aqui, a importância do número de *players* participantes para a eficiência dos leilões. No caso brasileiro, a fragilidade ou não de vários dos atributos aqui analisados estarão condicionados à capacidade do leilão em atrair empreendedores, tornando necessária essa investigação. Nesse contexto, após análise dos 11 LENs realizados entre 2005 a 2010 (lembrando que um deles foi cancelado), constatou-se grande número de participantes efetivos, os chamados empreendimentos habilitados tecnicamente. De acordo com dados da EPE, os empreendimentos concorrentes totalizaram mais de 134 GW de capacidade instalada, com mais de 110 projetos em concorrência por leilão, em média. Enquanto isso, dados da CCEE indicam que os vencedores somaram não mais que 27 GW de capacidade instalada. Assim, constata-se alto grau de concorrência: para cada 5 MW que concorreu nos leilões apenas 1 MW foi de fato contratado.

É verdade que a atratividade também pode ser resultado do objeto licitado, além do desenho do leilão. Segundo Castro *et al.* (2010a), os contratos por disponibilidade são bastante favoráveis ao gerador, pois o sistema assume em seu lugar as principais incertezas do negócio quanto ao nível de despacho, ao preço do combustível e ao resultado da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo. Moreno *et al.* (2010b) corrobora essa ideia afirmando que o contrato para termoeletricas previne o investidor dos riscos de crescimento da demanda, volatilidade do preço *spot* (PLD) e facilita a estruturação do financiamento no modelo *Project Finance*. Em suma, a qualidade do contrato sob o ponto de vista do gerador termoeletrico explicaria, em grande medida, a presença maciça de projetos térmicos nos últimos leilões, contribuindo para a competitividade da licitação. Desenho do leilão e modelo contratual dividiriam, portanto, os méritos da atratividade dos LENs.

Além disso, nas últimas licitações já se percebe que a sistemática dos leilões vem se consolidando, o que é sinal de amadurecimento das regras do jogo e aprovação dos agentes do setor. Conclui-se que, sob o prisma do desenho de mecanismo, **existe aderência à desenhos já discutidos na literatura – como a dinâmica do leilão híbrido inglês-holandês e o uso de regras de *score* em conjunto com o formato *clock auction* – e considerados adequados à promoção da competição, inibição da colusão e atração de novos participantes**. Autores que buscaram analisar em detalhe o desenho dos Leilões de Energia Nova no Brasil, de forma geral, corroboram essa constatação. É evidente que o processo de organização de leilões deve ser caracterizado por constante aperfeiçoamento das regras e aprendizado institucional, num esforço de aproximar os resultados de um dito “ótimo teórico”. Não existe uma solução única e definitiva; a sistemática adequada deve ser *taylor-made* para o caso brasileiro.

Mesmo diante dos bons resultados verificados sob a ótica da Teoria de Leilões, entende-se que a análise deva ser enriquecida por uma abordagem que contextualize os leilões dentro de um quadro mais amplo. Para isso, é imprescindível incorporar à análise a singularidade do SEB e ressaltar o papel dos LENs no direcionamento e planejamento da expansão da matriz elétrica brasileira. Na seção seguinte, crucial para a contribuição pretendida por esta pesquisa, busca-se explorar essa perspectiva.

3.2. Avaliação dos Leilões e Contratos como Instrumentos de Planejamento Energético

No complexo e dinâmico processo de “construção” das formatações de leilões e contratos para expansão da oferta de eletricidade é fundamental que, *ex post*, tais mecanismos sejam revistos e aperfeiçoados, tendo em vista a natureza dos problemas setoriais e os objetivos quanto ao nível dos investimentos em nova capacidade, à modicidade tarifária e ao nível de segurança do suprimento requerido. O formato dos Leilões de Energia Nova enquanto principal mecanismo de expansão da oferta futura deve incorporar questões relativas ao planejamento, coordenação e estruturação do setor. Juntamente com os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado, os leilões representam o principal mecanismo de expansão do parque gerador de eletricidade, determinando as características (flexibilidade e confiabilidade operativa, fonte energética, perfil de despacho, etc) dos futuros empreendimentos de geração.

Considera-se de suma importância o esforço teórico de analisar o desenho dos leilões empregados no Setor Elétrico Brasileiro, foco da seção anterior. Enquanto mecanismos de mercado, é importante que sejam desenhados com objetivo de incitar a competição entre participantes e garantir preços reduzidos ao cliente cativo. Contudo, no modelo brasileiro de leilões de capacidade de longo prazo, a análise dos mecanismos de contratação (leilões e contratos) não deve se esgotar neste ponto.

A relevância dos LENs para a expansão da geração termoeleétrica no Brasil pode ser verificada pelos dados presentes em EPE (2009). Sob o Novo Modelo de 2004, o Sistema Interligado Nacional³¹ totalizava uma capacidade instalada de 100 GW em dezembro de 2007. Até 2013, somados os empreendimentos já contratados em leilões realizados até dezembro de 2010 e que estarão em operação, o sistema irá contar com 132 GW de capacidade instalada. A

³¹ Excluindo o sistema isolado e a parcela importada de Itaipu.

energia de fonte térmica contratada no âmbito do ACR por meio dos leilões de energia nova (13 GW), somada aos leilões estruturantes de Jirau e Santo Antônio (6,5 GW) contribuirão com 79% da adição de nova capacidade.

Desta forma, torna-se imprescindível analisar se há compatibilidade dos resultados obtidos nos leilões com a política e planejamento energético nacionais sob uma perspectiva mais integrada das cadeias energéticas. Apesar da relevância desta proposta analítica, a literatura pouco explora essa dimensão dos leilões e contratos, optando por avaliá-los apenas enquanto mecanismo competitivo.

Destarte, essa seção se preocupa em avaliar se a alocação final dos leilões, isto é, se o *mix* energético resultante dessas licitações está alinhado às premissas de um planejamento energético **integrado** e **estratégico**, conceito que será desenvolvido a seguir. Esse conceito servirá de pano de fundo para a análise dos resultados dos Leilões de Energia Nova feita no restante do presente capítulo.

3.2.1. Planejamento Energético Integrado e Estratégico: uma Visão Normativa

De acordo com Bicalho (2007), uma política energética não deve ser vista como um somatório de políticas setoriais; pelo contrário, deve privilegiar uma abordagem ampla, completa e integrada, centrada no conjunto de fontes e cadeias energéticas, cujo objetivo maior seja garantir o suprimento, presente e futuro, de energia.

A formulação da política energética deverá ser sustentada por um **planejamento energético integrado e estratégico** ao desenvolvimento de determinada nação. O planejamento energético pensado desta forma deve se preocupar em otimizar o uso integrado dos recursos energéticos, considerando que determinadas alocações são capazes de levar a maiores sinergias entre as diversas cadeias energéticas. Além disso, espera-se que um planejamento energético busque, em intensidade e amplitude condicionada aos objetivos nacionais, questões como: adequação à disponibilidade nacional e internacional de recursos, segurança energética e política de suprimento, busca pela eficiência energética e mitigação das emissões de gases do efeito estufa, alinhamento com políticas industriais e *spillovers* (efeitos de transbordamento) do setor energético a demais setores da economia, busca por preços módicos e universalização do serviço.

Os dois últimos atributos tratados acima se fazem ainda mais relevantes por ser a energia um bem meritório, necessário ao desenvolvimento não só econômico, mas também social. Dada a essencialidade estratégica da energia para a atividade econômica e bem-estar

social, espera-se que o Estado desempenhe papel estruturante, tornando a atividade energética um real vetor de desenvolvimento econômico e social (Bicalho, 2007).

O planejamento energético no Brasil é, desde 2004, atividade centralizada na Empresa de Pesquisa Energética, um órgão governamental sob a estrutura do Ministério de Minas e Energia. Matérias de alta relevância estratégica para o setor energético do país são de competência de um fórum especial, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Há ainda a participação do Poder Legislativo em relação a programas de universalização, eficiência energética e promoção de fontes renováveis.

Sob a responsabilidade desses atores e sustentados pelo marco regulatório-institucional de cada cadeia energética, surge um ciclo de planejamento energético integrado que parte da definição de políticas e diretrizes que irão nortear o desenvolvimento do setor energético. O principal documento de longo prazo é o Planejamento Nacional Energético (PNE), de caráter indicativo com diretrizes mais gerais para um horizonte de 20 anos ou mais, enquanto que o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) se preocupa com as questões mais relevantes para um período mais curto, 10 anos. Ambos são publicados pela Empresa de Pesquisa Energética.

No caso do Setor Elétrico Brasileiro, a fonte de energia primária que cumpria a maioria dos pré-requisitos de um planejamento energético estratégico para o setor elétrico foi, historicamente, a energia hidráulica: abundante, limpa e barata. Contudo, como visto na 1ª seção do capítulo 2, o SEB passa por um processo de mudança em seu padrão de geração com a necessidade crescente de geração não-hidráulica para atender à demanda por eletricidade. Os principais candidatos a cumprir este papel são: biomassa, eólica, carvão, gás natural, óleo combustível e nuclear.

A questão que se coloca é quais dentre estas opções, devem ser priorizadas na expansão e diversificação da matriz elétrica brasileira. A análise destas alternativas – que irá nortear e sustentar as decisões de política energética – deve contemplar e considerar, para cada fonte primária de energia, suas características técnicas, econômicas, ambientais e as particularidades da cadeia de valor desses energéticos. Este certamente é o maior desafio do planejamento e da política energética do Brasil.

Defende-se que o processo de contratação de energia nova baseada numa plataforma transacional de mercado (como os Leilões de Energia Nova) busque desenhos de mecanismos competitivos aderentes às prescrições da Teoria de Leilões, **mas que também** que direcione e sustente a expansão do parque gerador de forma alinhada a um planejamento energético integrado e estratégico. Nas duas subseções subsequentes busca-se expor e avaliar os

resultados dos leilões tendo como pano de fundo as premissas gerais colocadas nesta subseção.

3.2.2. Resultados dos Leilões de Energia Nova de 2005 a 2010

A seguir, serão apresentados os principais resultados dos Leilões de Energia Nova no âmbito do Novo Modelo de 2004, com foco nos empreendimentos de fonte térmica. Segundo dados da EPE e da CCEE, de 2005 a 2010, 8 LENs negociaram ao todo 10.064 MWmed³² de termoeletricidade e 17.077 MW de capacidade instalada de usinas termoelétricas. Foram 4 leilões com prazo de início de suprimento em 3 anos (“A-3”) e outros 4 com prazo de 5 anos (“A-5”). Em 2009, não houve realização de leilões de energia nova, em grande medida, por conta do efeito da crise financeira na expectativa de demanda futura por eletricidade. Além desses, em 2008, 2009 e 2010 ocorreram 3 Leilões de Energia Nova ditos leilões estruturantes cujo objeto de licitação foram três grandes projetos de hidrelétricas: Santo Antônio (3.150 MW), Jirau (3.300 MW) e Belo Monte (11.233 MW) que, juntos, irão garantir a disponibilidade de 8.661 MWmed de energia. Outros 2 LENs, foram realizados em 2010 exclusivamente para empreendimentos hidroelétricos.

Em cada um desses leilões foram negociados lotes de energia de 1 MWh. A quantidade de lotes contratada é o lastro de energia em contrato a que cada empreendimento de geração terá direito (e dever) de venda no mercado regulado (ACR). Essa quantidade de energia é denominada “Garantia Física” do empreendimento, calculada pela EPE individualmente para cada planta de geração e divulgado antes da realização do leilão.

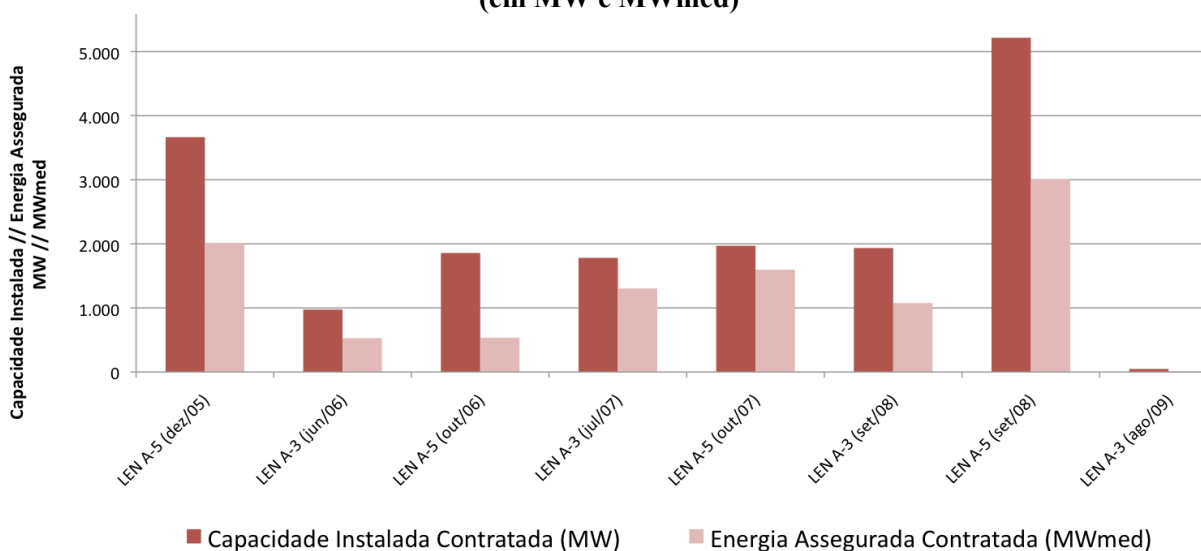
Como era de se esperar, a energia hidráulica desempenhou papel fundamental na composição dos novos empreendimentos, sendo comercializada principalmente nos leilões estruturantes supracitados. Neste período (2005 a 2010), contratou-se 13.172 MWmed de energia de fonte hídrica, sendo 67% advindo de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte³³. Considerando somente os Leilões de Energia Nova “não-estruturantes”, apenas 31% da energia transacionada proveio de fonte hídrica, sendo os 69% restantes de fontes térmicas, como biomassa (basicamente bagaço de cana-de-açúcar), carvão, gás natural, óleo combustível e óleo diesel.

³² Esta é a unidade geralmente utilizada para computar a quantidade de energia que, em média, a usina deverá gerar por hora ao longo de um ano. Por exemplo, uma usina que registre geração de 438 GWh ao longo de um ano, terá gerado 50 MWmed neste ano.

³³ Vale lembrar que segundo as regras da licitação, no mínimo 70% da energia vendida por essas hidrelétricas nos leilões estruturantes deverão ser destinadas ao Ambiente de Contratação Regulado.

Conforme argumentado no capítulo 2, no médio e longo prazo, a evolução do SEB caminha em direção a um parque cada vez mais hidro-térmico, visto que o crescimento da demanda não está sendo acompanhado pela disponibilidade de novos aproveitamentos hidroelétricos com reservatórios de regularização. Dessa forma, será dado maior enfoque ao resultado dos empreendimentos de fonte térmica. O Gráfico 3 ilustra a evolução dos projetos de fonte térmica nos LENs de 2005 a 2010, em termos de capacidade instalada e de energia contratada.

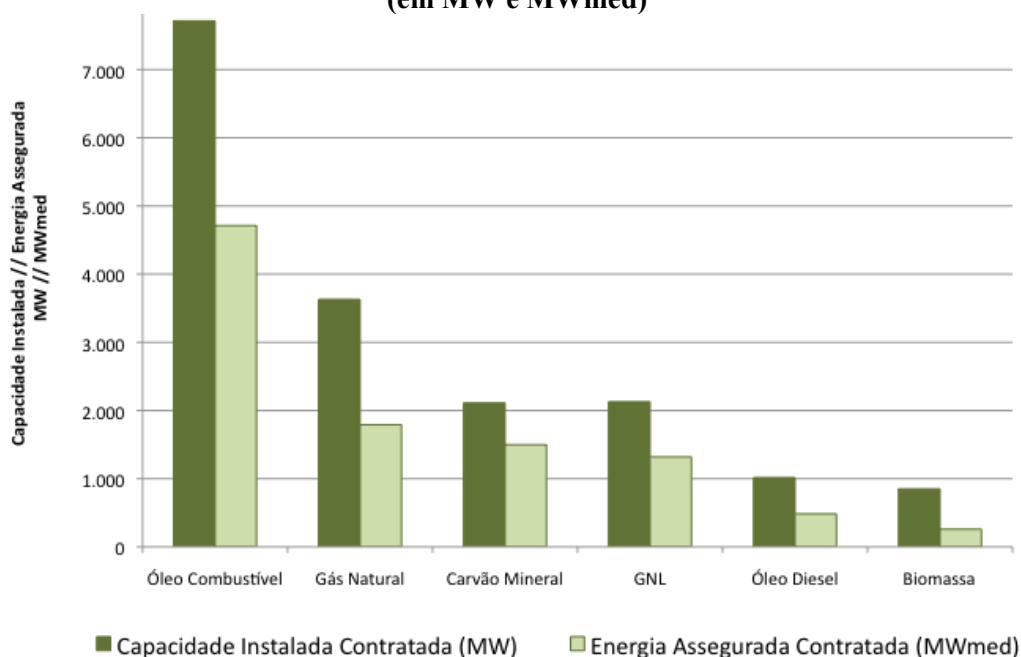
Gráfico 3 - Resultado dos Leilões de Energia Nova para empreendimento de fonte térmica: 2005 a 2010 (em MW e MWmed)



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

Merece ser destacado que as termoeletricas à óleo combustível e gás natural se sobressaíram sobre as outras fontes ao longo dos 8 leilões analisados, conforme demonstrado pelo Gráfico 4 a seguir.

Gráfico 4 - Resultado dos Leilões de Energia Nova por fonte de energia térmica: 2005 a 2010 (em MW e MWmed)



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

Neste momento, é importante distinguir entre categorias de termoelétricas que compõem e que, pelo marco regulatório corrente, serão adicionadas ao parque gerador brasileiro. Segundo Castro *et al.* (2010a), são basicamente dois grupos:

- (i) **Térmicas inflexíveis:** devido às suas características técnicas (co-geração, energia nuclear) ou às cláusulas de *take-or-pay* em seus contratos de fornecimento de combustível, elas operam de forma contínua, ou com níveis mínimos de despacho. Desempenham o papel de fonte regular de energia complementar à hidroeletricidade e não estão sujeitas às incertezas do regime de chuvas.
- (ii) **Térmicas flexíveis:** são consideradas uma reserva de energia. Sua contratação permite que o sistema atenda a uma carga maior de forma mais segura, mesmo tendo elas um despacho apenas eventual. Quando a energia total disponível (incluindo o sistema hídrico e as térmicas inflexíveis) permite garantir a segurança do suprimento, estas térmicas não geram, podendo ficar ociosas por longos períodos, anos inclusive, caso persistam condições energéticas favoráveis. No caso de um regime de chuvas adverso, são chamadas a operar, desempenhando papel de reforço do balanço de energia e contribuindo para a segurança do sistema ao aumentar a capacidade de atendimento de carga deste.

Os resultados dos leilões indicam a predominância de térmicas com maior flexibilidade operativa, que na maioria dos casos firmaram contratos por disponibilidade sem cláusulas de geração inflexível. Das 100 usinas térmicas contratadas, apenas 4 declararam inflexibilidade de geração, excluindo as térmicas a bagaço de cana que, por dependerem da safra sazonal da cana, são por natureza inflexíveis.

Quanto ao custo dos empreendimentos contratados, o parque térmico contratado pelos Leilões de Energia Nova realizados entre 2005 e 2010 apresenta custo variável e fixo distribuídos conforme descrito pela Tabela 1 e ilustrado pelo Gráfico 5. Essas informações se basearam na confrontação dos dados da CCEE com o a configuração do parque térmico explicitado pela EPE no trabalho *Estudo para Licitação da Expansão da Geração para o Leilão A-5 de 2010*³⁴. Os custos (fixo e variável) foram calculadas por faixa da disponibilidade de energia termoelétrica contratada em todos os LENs de 2005 a 2009.

Tabela 1 - Distribuição acumulada do custo variável e fixo por disponibilidade energética contratada de fonte térmica nos LENs: 2005 a 2010 (em R\$/MWmed) *

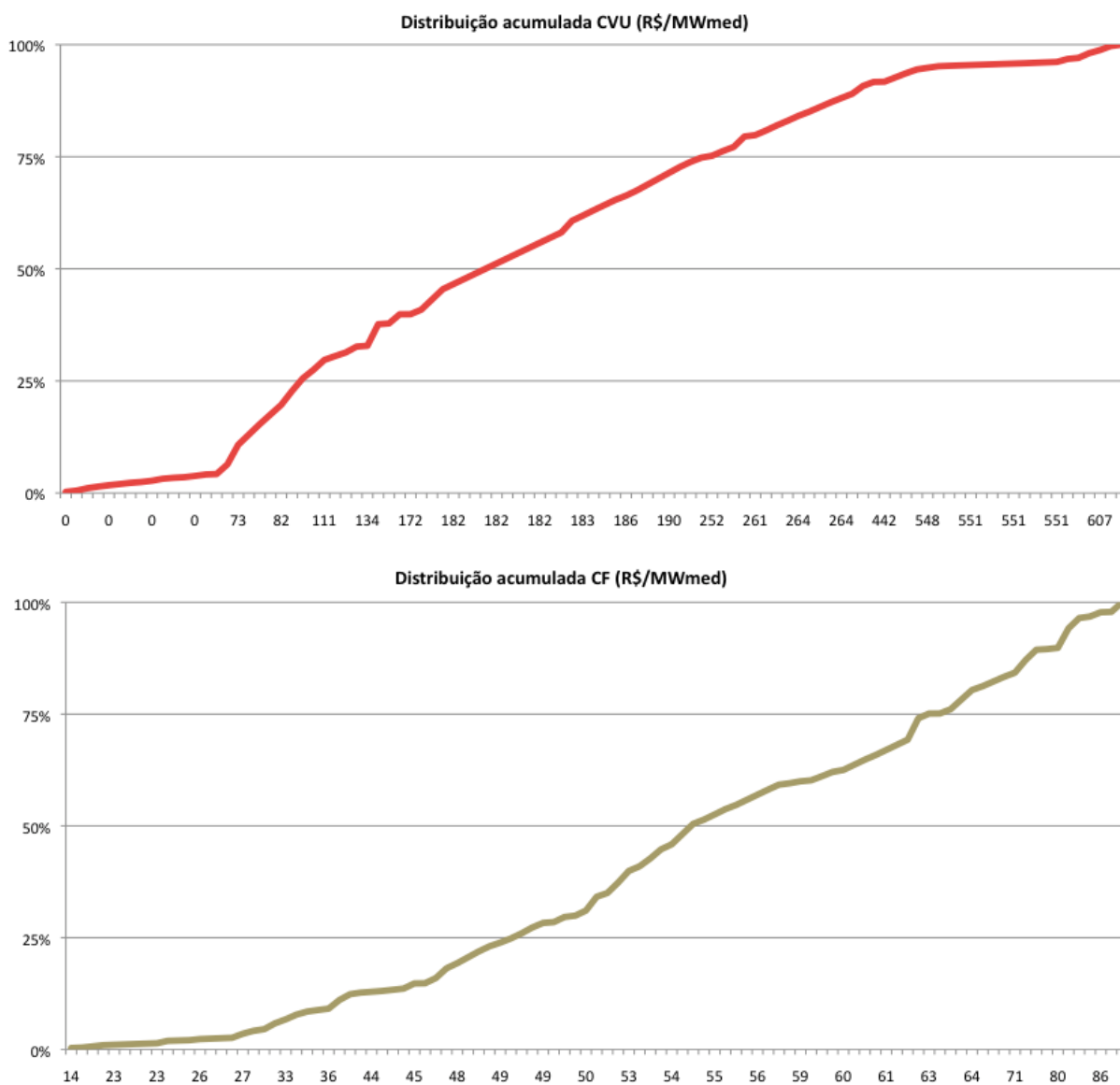
% Energia disponibilizada	Faixa de Custo Fixo (R\$/MWmed)	Faixa de Custo Variável Unitário (R\$/MWmed)	Faixa de Custo Total (R\$/MWmed)
0 - 25%	Até 48,8	Até 88,2	Até 159,4
25 - 50%	48,8 - 54,0	88,2 - 182,1	159,4 - 234,1
50 - 75%	54,0 - 62,7	182,1 - 235,2	234,1 - 284,0
75 - 100%	62,7 - 131,7	235,2 - 869,3	284,0 - 883,4
Média	50,3	246,4	296,7

* Os custos fixos e variáveis exprimem valores monetários de maio de 2010. Os custos variáveis de usinas com cláusulas de reajuste de combustível estão atualizados conforme PMO de maio de 2010.

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

³⁴ Este documento da EPE é de grande valia para a análise do custo dos novos empreendimentos contratados, pois traz a configuração termoelétrica baseada no Leilão A-3 de 2009, incluindo a usina Codora contratada no mesmo. Dessa forma, esta configuração inclui todas as termoelétricas em funcionamento e já contratadas em leilão, incorporando assim todos os projetos vencedores dos LENs de 2005 a 2010. Lembrando que em 2010 só foram realizados leilões destinados à comercialização de energia hidráulica.

Gráfico 5 - Distribuição acumulada do custo fixo e variável da disponibilidade de termoeletricidade contratada nos LENs: 2005 a 2010 (em R\$/MWmed) *



* Os custos fixos e variáveis exprimem valores monetários de maio de 2010. Os custos variáveis de usinas com cláusulas de reajuste de combustível estão atualizados conforme Programa Mensal de Operação de maio de 2010.

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

3.2.3. Avaliação e Questões Críticas

Diante dos resultados apresentados na seção anterior, parte-se agora para análise da alocação de empreendimentos resultante dos leilões, tendo em vista o papel destes enquanto instrumento de planejamento do Setor Elétrico Brasileiro e as premissas de um planejamento energético integrado dito estratégico, conforme sugerido na seção 3.1.

Ao longo da subseção serão destacadas e analisadas cinco questões vinculadas aos mecanismos de contratação de energia nova, consideradas pontos críticos do atual modelo. Apesar de feita análise crítica, o presente autor avalia de forma satisfatória o Novo Modelo introduzido em 2004 e, ao promover este debate, busca contribuir para a consolidação e amadurecimento do marco regulatório do SEB e, mais especificamente, do modelo de comercialização no ACR.

1ª Questão: Custo Variável Elevado

Em relação ao custo dos empreendimentos incorporados à matriz, a principal constatação é o alto custo variável unitário (CVU) das novas usinas termoeletricas contratadas. Os dados explicitados na Tabela 1 incorporam custos variáveis reajustados pelo preço do combustível. Como os preços de óleo e gás no mercado internacional caíram de forma abrupta a partir de julho de 2008³⁵, estes valores de custos atualizados subestimam o preço da energia contratada antes desta data. Mesmo ignorando o impacto do mercado internacional de petróleo e derivados no reajuste do CVU, a comparação dos CVU médio das térmicas antes de 2005 e aquelas incorporadas via leilões de nova energia aponta para uma elevação do custo variável. Os empreendimentos termoeletricos contratados ao longo dos LENs de 2005 a 2010 – ponderados pela disponibilidade energética dos mesmos – têm um CVU médio de R\$ 195/MWh enquanto a configuração térmica como um todo – conforme estudo da EPE citado anteriormente – tem média de 178/MWh.

Sendo assim, o custo de se usar 1 MWh da energia disponível a partir do parque térmico recém contratado será quase 10% mais caro do que aquele disponibilizado pelo parque térmico contratado anteriormente aos LENs, desconsiderando, como dito, a queda nos preços de importantes indexadores dos contratos das térmicas.

As causas de se selecionar projetos de alto custo variável serão exploradas nas questões seguintes.

2ª Questão: Séries de CMO para Cálculo do ICB

Para calcular o ICB – a métrica adotada para fins de comparação dos empreendimentos térmicos concorrentes nos LENs – é necessário projetar como será a

³⁵ O preço *spot* do WTI (*benchmark* de óleo cru negociado no Golfo do México, EUA) saltou de US\$ 145/barril em 14 julho de 2008 para US\$ 59,52/bbl exatamente um ano depois. O mesmo movimento ocorreu com o *Henry Hub* (*benchmark* do gás negociado nos EUA) que saltou de US\$ 11,60/MBtu na mesma data para US\$ 3,27/MBtu, também um ano depois. Ambos os *benchmarks* são utilizados como referência no reajuste do custo de variável de termoeletricas pertencentes ao ACR.

operação de uma usina caso ela se sagre vencedora. Assim, a EPE se encarrega de fazer simulações do parque gerador elétrico brasileiro, traçando cenários de operação futura do SEB. O principal dado de saída dessas simulações são as séries de custos marginais de operação (CMO)³⁶ para cada subsistema.

Nos últimos leilões foram utilizadas as séries de CMO de simulações do Plano Decenal de Energia da EPE para calcular a parcela COP + CEC, mas nem sempre utilizou-se a mesma metodologia de cálculo. Segundo Filho *et al.* (2009), essa falta de constância na metodologia empregada para escolha da série de CMO não seria um problema se não fossem tão variados os valores de CMO médio utilizados em cada leilão. A Tabela 2 abaixo ilustra este histórico até o 7º LEN realizado em 2008.

Tabela 2 - Cenários de CMO utilizados nos Leilões de Energia Nova: 2005 a 2008

Leilão	Ano do Leilão	Tipo	Início de Suprimento	Deck CEC+COP	Período utilizado do DECK	CMO Nordeste R\$/MWh
1º Leilão de Energia Nova	2005	A-5	2008, 2009 e 2010	Deck 511' (5 anos)	2004 até 2008	213,27
2º Leilão de Energia Nova	2006	A-3	2009	PDE 2006-2015	2009	103,45
3º Leilão de Energia Nova	2006	A-5	2011	PDE 2006-2015	2006-2015	101,56
4º Leilão de Energia Nova	2007	A-3	2010	PDE 2006-2015	2006-2015	101,56
5º Leilão de Energia Nova	2007	A-5	2012	PDE 2006-2015	2006-2015	101,56
6º Leilão de Energia Nova	2008	A-3	2011	PDE 2007-2016	2009-2016	96,04
7º Leilão de Energia Nova	2008	A-5	2013	PDE 2007-2016	2009-2016	96,04

Fonte: Filho *et al.* (2009, p. 6).

Outro problema, apontado por Bezerra *et al.* (2009), diz respeito ao uso de uma configuração hidro-térmica para fins de cálculo da Garantia Física distinta da utilizada no cálculo do COP e CEC. A mesma configuração só foi utilizada no 1º LEN. Após 2005, a GF manteve a mesma metodologia enquanto o COP e o CEC passaram a ser calculados a partir da configuração do Plano Decenal. Em 2008, a metodologia parecia convergir para o uso do Plano Decenal, mas ainda persistiram divergências. No cálculo da GF considerava-se a

³⁶ Essas séries são obtidas através de simulações realizadas pela EPE utilizando o programa de otimização dual estocástica Newave. As séries de CMO devem refletir a operação simulada do SIN de acordo com 2.000 diferentes séries de Energia Natural Afluyente para cada mês do ano. Neste exercício, assumem-se diversas premissas, como evolução da demanda, expansão do parque elétrico e margens aceitáveis de risco de déficit energético. Essas séries indicam para cada mês de cada ano da simulação quanto custaria ao sistema o despacho da usina marginal, respeitadas as premissas assumidas modeladas, na simulação, como restrições da programação linear.

restrição de otimização $CMO = CME^{37} = R\$ 146/MWh$, enquanto que na restrição no cálculo do COP e CEC igualava-se a equação a $R\$ 138/MWh$.

O próprio uso do Plano Decenal como cenário para avaliar os custos e benefícios de novas plantas pode ser questionado. A primeira crítica diz respeito ao fato do PDE trazer um cenário artificialmente sobreofertado, pois considera em suas premissas que toda a expansão indicada no Plano vá se cumprir. Essa sobreoferta se traduz em séries de CMO baixas, influenciando a avaliação dos projetos habilitados a competir nos LENs.

Outra limitação do uso das séries de CMO do PDE é a incapacidade de captar o quanto as térmicas inflexíveis mudariam a forma de operação do sistema. Uma térmica inflexível operando na seca equivale a um aumento das afluições ao longo do período de despacho, geralmente de maio a novembro. Se esta informação fosse dada ao Operador Nacional do Sistema, ele alteraria o despacho ótimo, por exemplo, gerando menos térmicas por ordem de mérito nos anos úmidos e retardando um pouco o despacho das térmicas mais caras nos anos secos. Esse benefício não é capturado, mas pode ser decisivo para o benefício sistêmico de determinadas unidades de geração, como parece ser o caso da bioeletricidade (Pinto e Walter, 2009; Castro *et al.*, 2010b).

3ª Questão: Metodologia e Seleção Adversa do ICB

O mecanismo de ranqueamento dos empreendimentos de fonte térmica (determinado pelo Índice Custo-Benefício) vem sendo utilizado desde o primeiro LEN (A-5 de 2005). O ICB é uma estimativa do custo de 1 MWh de Garantia Física de uma usina contratada por disponibilidade para a distribuidora contratante. O cálculo do ICB tem quatro componentes, conforme indica sua fórmula do ICB (EPE, 2007):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + \frac{COP + CEC}{8076 \cdot GF}, \text{ onde:}$$

RF é a Receita Fixa acertada no leilão, calculada em base anual.

QL é a Quantidade de Lotes de energia comercializados no leilão, cada lote correspondendo geralmente a 1 MWmed da Garantia Física da usina.

COP é o Custo Operacional, isto é, a quantidade de MWh despachados multiplicada pelo Custo Variável Unitário do empreendimento. É o custo variável incorrido com o despacho efetivo da usina

³⁷ Essa premissa busca atender o critério econômico de expansão do sistema: a expansão estará adequada quando o planejador do sistema estiver indiferente entre exigir mais do parque instalado operando usinas de custo mais elevado (Custo Marginal de Operação) ou incorporar novos empreendimentos ao parque gerador (Custo Marginal de Expansão).

CEC é o Custo Econômico de Curto Prazo, que é a diferença, positiva ou negativa, entre o despacho medido e a Garantia Física da usina, valorada pelo PLD vigente no mês.

O primeiro termo da soma – Receita Fixa anual – é determinado pelo empreendedor durante o leilão, que escolhe na 1ª fase a Quantidade de Lotes que deseja comercializar para cada patamar de preço anunciado pelo leiloeiro e, na 2ª fase, a Receita Fixa anual que permite remunerar o capital investido, manter a usina disponível e pagar todos os tributos e encargos associados aos custos fixos.

O segundo termo da soma contém parcelas determinadas pela EPE, sendo calculadas com base nos parâmetros energéticos declarados pelo empreendedor: combustível, potência, fator de capacidade máximo, taxa de indisponibilidade forçada (TEIF), indisponibilidade programada (IP), custo variável de operação e manutenção, custo do combustível. O cálculo da Garantia Física, do COP e do CEC dependem de séries de custos marginais de operação (CMO).

Para o cálculo do ICB, a Garantia Física é o primeiro elemento a ser computado. Ela seria a contribuição energética que o projeto proporciona ao Sistema Interligado Nacional, devendo refletir o benefício econômico que o empreendimento proporciona a todo o sistema. Resumidamente, antes do leilão a EPE faz diversas simulações da operação do sistema agrupando, em blocos, possíveis combinações dos empreendimentos habilitados a participar do LEN. Calcula-se o aumento da capacidade do sistema em atender a carga futura do sistema após a incorporação ao parque gerador de cada um desses blocos, chegando à “Garantia Física Global”. Por fim, faz-se um rateio do acréscimo energético de cada bloco entre as termoelétricas, ponderando a divisão pelo custo variável unitário de cada uma delas³⁸. Em suma, a Garantia Física será o lastro comercial de venda de energia de cada usina térmica habilitada a participar do leilão (d'Araújo, 2009).

Após o cálculo do benefício da usina ao sistema, parte-se para o cálculo dos custos. O Custo de Operação (COP) pode ser calculado como o valor esperado do custo de operar determinada usina ao longo do período de simulação; é simplesmente a soma da quantidade de energia gerada em cada mês (em função da disponibilidade³⁹ da usina) multiplicada pelo seu Custo Variável Unitário (CVU) em MWh. Se a usina não for despachada em determinado mês, o COP será nulo.

³⁸ Esse processo também é feito, de forma separada, para calcular a garantia física dos empreendimentos de fonte hídrica. Como dito anteriormente, o foco desta pesquisa é direcionado aos empreendimentos de fonte térmica.

³⁹ A disponibilidade é um indicador sobre a produção esperada de uma planta produtiva já prevendo paradas para manutenção preventiva ou por quebra de equipamento. A disponibilidade de uma usina é o mínimo que uma usina pode gerar sem ficar sujeita a multas quando ela for efetivamente chamada a despachar.

Para o CEC, o cálculo irá se diferir entre os momentos em que a usina é despachada e em que fica ociosa. Nos meses em que a usina é despachada ($CVU < CMO$), o CEC será igual à diferença entre a quantidade de energia despachada (igual à disponibilidade energética da usina declarada à EPE) e a Garantia Física atribuída àquele empreendimento, um valor negativo visto que a disponibilidade será maior que a GF. Em cada mês, a diferença entre energia gerada que exceder o montante contratado será vendida no mercado de curto prazo e ao ser multiplicado pelo PLD chega-se ao CEC. No caso de a termoeletrica não ser despachada ($CVU > CMO$), o CEC será um valor positivo igual à Garantia Física multiplicada pelo preço da energia no mercado de curto prazo (PLD), simbolizando a compra de energia no mercado de curto prazo necessária para honrar seu lastro comercial (Filho *et al.*, 2009; Castro e Brandão, 2010).

Em síntese, a metodologia do ICB e de seus parâmetros apresentam as seguintes propriedades:

- (i) Quanto maior a Receita Fixa anual, maior o ICB e menor a competitividade do empreendimento no leilão;
- (ii) O COP atuará negativamente na competitividade do projeto caso seu custo variável seja elevado, fato geralmente associado ao custo do combustível. Quanto mais baixos forem os CMOs das séries utilizadas para cálculo da parcela COP + CEC, menor será o peso deste custo no ICB.
- (iii) O CEC não estabelece uma relação direta com o ICB. Se o empreendimento tiver um alto custo variável unitário, deverá ser despachado poucos meses e seu CEC deverá ser positivo, representando as compras no mercado de curto prazo para cumprir seu lastro contratual (igual à Garantia Física). Projetos de baixo custo variável deverão ser despachados com maior frequência e terão um CEC menor, pois poderão em alguns casos vender energia no mercado de curto prazo (a diferença entre disponibilidade e Garantia Física) registrando para esses meses valores negativos de CEC. Novamente, quanto mais baixos forem os CMOs das séries utilizadas para cálculo da parcela COP + CEC, menor será o peso do CEC no ICB.
- (iv) A princípio, a fórmula do ICB apontaria para uma relação inversa entre a Garantia Física e o ICB. Contudo, essa relação não é tão simples por conta da relação entre o CEC e a GF. Assim, um empreendimento com Garantia Física elevada (e, portanto, próxima da sua disponibilidade energética) terá o CEC menos negativo quando a usina é despachada e torna o CEC maior quando a usina não é despachada, diminuindo a competitividade do projeto. Outro ponto: no caso em que a térmica permanecer ociosa,

o CEC será valorado a um PLD baixo, visto que no período úmido é mais provável que a usina permaneça ociosa. O efeito da Garantia Física calculada para o projeto será, portanto, ambíguo.

Pelas propriedades da metodologia de cálculo da GF, é possível estabelecer relação bem comportada entre a GF, o custo variável unitário e a inflexibilidade, conforme demonstrado no Gráfico 6. Usinas térmicas com geração inflexível acabam apresentando valores mais elevados de Garantia Física, visto que despacham energia ao longo de todo o período de simulação, em todos os cenários hidrológicos. Além disso, também estima-se que empreendimentos de alto custo variável – e, portanto, baixo fator de capacidade – tenham uma garantia física como parcela menor da disponibilidade (Bezerra *et al.*, 2009; Filho *et al.*, 2009).

Gráfico 6 - Relação entre Garantia Física, custo variável operacional e inflexibilidade



Fonte: Bezerra *et al.* (2009).

A partir desta análise, pode-se afirmar que a seleção de projetos de fonte térmica feita pelos LENs incorre em viés favorável à **flexibilidade operativa** e ao **alto custo operativo**, pois penalizam projetos inflexíveis mais do que projetos de custo variável caro. A combinação da metodologia da GF, do ICB e das séries de CMO com médias muito baixas permitiram aos empreendimentos com caráter de *backup* do parque hídrico terem maior vantagem competitiva em relação àqueles candidatos a desempenhar a função de geração complementar que, como discutido no capítulo 2, serão cada vez mais imprescindíveis à matriz elétrica brasileira, principalmente no longo prazo. O resultado imediato foi o esvaziamento de projetos com inflexibilidade – excluindo a biomassa, apenas 4 projetos ao longo dos LENs de 2005 a 2010 – e presença não desprezível de projetos com alto custo variável, 25% da disponibilidade energética contratada entre R\$ 235/MWmed e R\$ 870/MWmed. Esse conjunto de regras acaba por trazer benefícios competitivos às usinas de elevado CVU e baixo investimento, tais como usinas a óleo combustível. Uma evidência clara

disso, como coloca Filho *et al.* (2009), foi o sucesso das usinas a óleo combustível a partir do 4º LEN.

4ª Questão: Padrão de Despacho Termoelétrico Flexível e Imprevisível

A princípio, a construção de um parque de térmicas com geração flexível é, normalmente, considerada vantajosa, pois permite que só haja gastos com combustíveis quando é realmente necessário para manter a segurança do abastecimento. De fato, o crescimento do parque térmico já pode ser percebido. Somente levando em conta os projetos já contratados até 2010⁴⁰, no ano de 2013 o Brasil terá 32.759 MW de capacidade instalada de usinas termoelétricas – quase duas vezes e meia a capacidade instalada em 2007 – com disponibilidade equivalente a 30.012 MWmed. Deste montante, 7.333 MWmed serão da modalidade inflexível e os demais 22.679 MWmed serão de térmicas flexíveis.

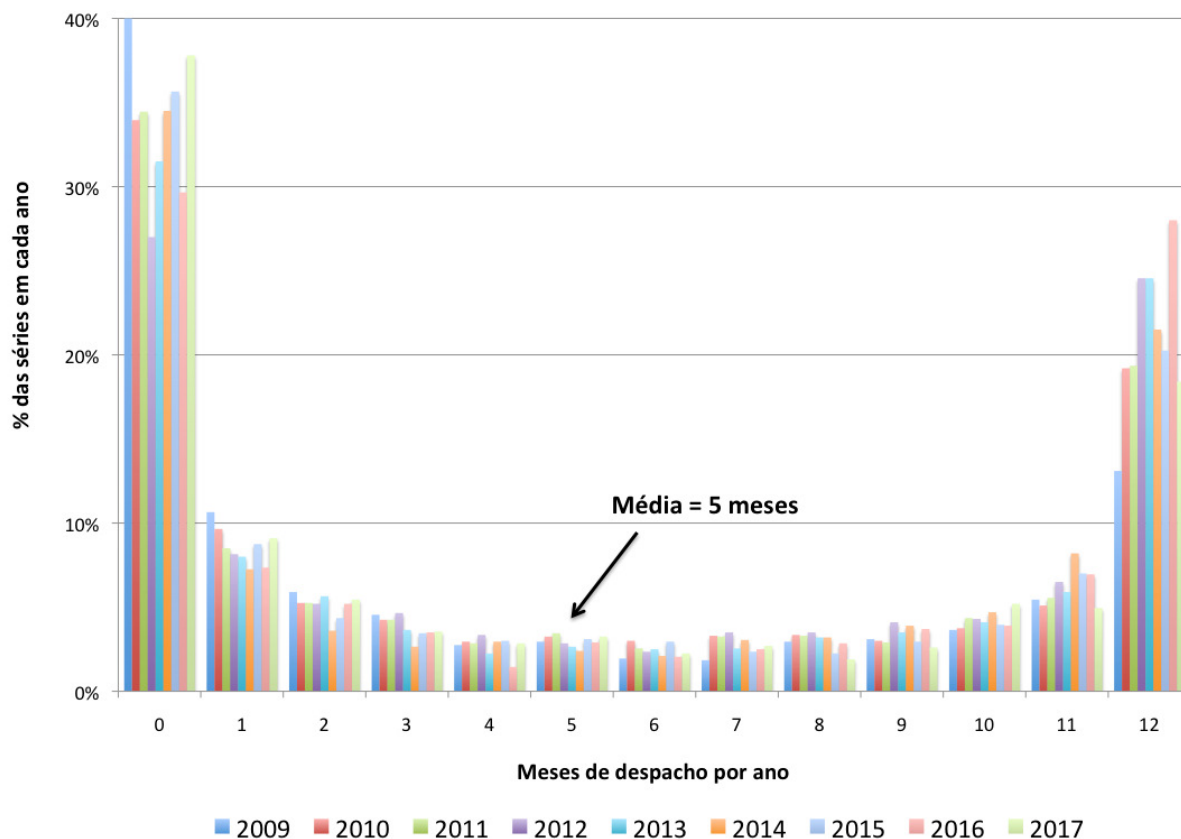
Ocorre que novas questões surgem na medida em que se expande o parque térmico flexível. Uma delas seria o impacto da incerteza do despacho na economicidade de um projeto termoelétrico. A frequência da operação das térmicas que irão compor o parque gerador é incerta e com alto grau de aleatoriedade. Isso pode ser corroborado a partir dos dados dos cenários de CMO do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO) resultantes da simulação do Plano Decenal de Energia de 2008.⁴¹ Os gráficos a seguir ilustram a expectativa de funcionamento para duas termoelétricas, uma de custo variável baixo e outra intermediário.

O Gráfico 7 apresenta um histograma do número de meses de despacho de uma térmica flexível de CVU igual a R\$ 90/MWmed, considerada de baixo custo operativo. O funcionamento da termoelétrica foi simulado nas duas mil séries de CMO em cada um dos 9 anos do Plano Decenal. O histograma exhibe a frequência em que, nas 2.000 séries de cada ano, a usina despacha entre zero meses (ociosidade total) e 12 meses (despacho na base durante todo o ano).

⁴⁰ Esta previsão para 2013 não contempla possíveis contratações de novas termoelétricas nos Leilões de Reserva de Capacidade e Leilões de Energia Nova A-3 de 2010, que possam entrar em funcionamento até 2013. Foram utilizados dados da EPE e da CCEE.

⁴¹ Nesta oportunidade, a EPE realizou simulação para o período 2009-2017, levando em conta, como de costume, 2.000 séries sintéticas de hidrologia. O principal dado de saída deste exercício são as séries mensais de CMO. É possível ter uma aproximação do despacho de uma termoelétrica de custo variável β , calculando a quantidade de meses ao longo do ano em que $\beta < CMO_{mês}$, visto que nesses meses a termoelétrica seria despachada, contribuindo para a operação do parque elétrico ao menor custo.

Gráfico 7 - Meses de despacho por ano: 2009 a 2017
Térmica com CVU = R\$ 90/MWmed



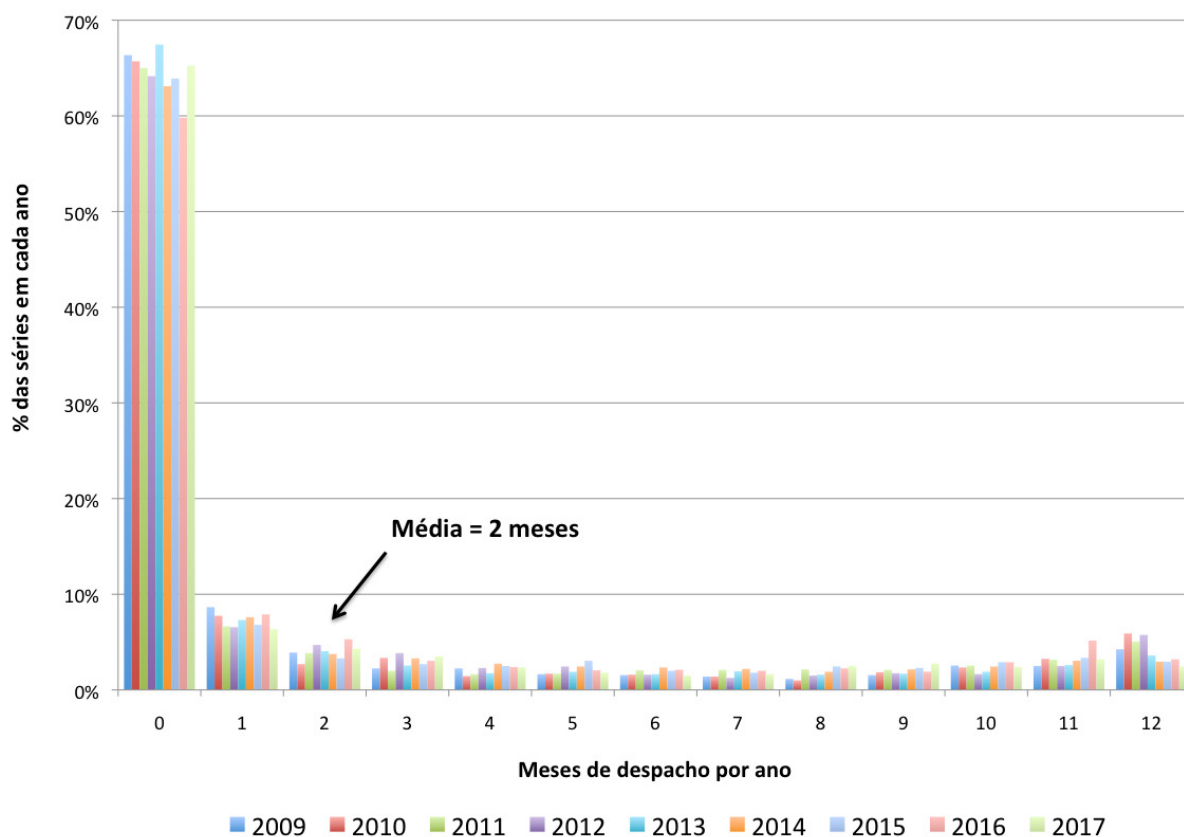
Fonte: Elaboração própria a partir dos cenários de CMO para o submercado SE-CO obtidos como resultado da simulação do Plano Decenal de Energia 2008 da EPE.

Uma conclusão interessante dessa análise é que, claramente, o **despacho médio não é um cenário típico**. Na série média de CMOs, uma térmica flexível com CVU de R\$ 90/MWmed é despachada em 5 meses do ano, mas a probabilidade de que, em qualquer um dos anos, haja despacho durante 5 meses do ano é menos de 5%. Apesar de a média ser uma medida de tendência central, neste caso, ela representa um valor atípico e os cenários mais típicos são aqueles em que a térmica despacha na base durante todo o ano (probabilidade entre 27% a 41% a depender do ano) ou fique totalmente ociosa (probabilidade entre 13% e 28%). Os cenários restantes, despacho entre 1 e 11 meses no ano, somam probabilidade entre 42% e 48%. Vale lembrar que o CEC e COP são valores esperados, isto é, médias. Sendo assim, esses parâmetros contribuem para que o ICB avalie os projetos térmicos sem refletir a situação típica de despacho.

O Gráfico 8 exibe o histograma do número de meses de despacho ao longo de cada ano para uma térmica flexível com CVU de R\$ 180/MWmed. Novamente, o que se constata é que a média (despacho por 2 meses) é um cenário improvável, com probabilidade de

ocorrência menor que 5%. O mais típico é a ociosidade total (entre 60% e 67% das séries a depender do ano).

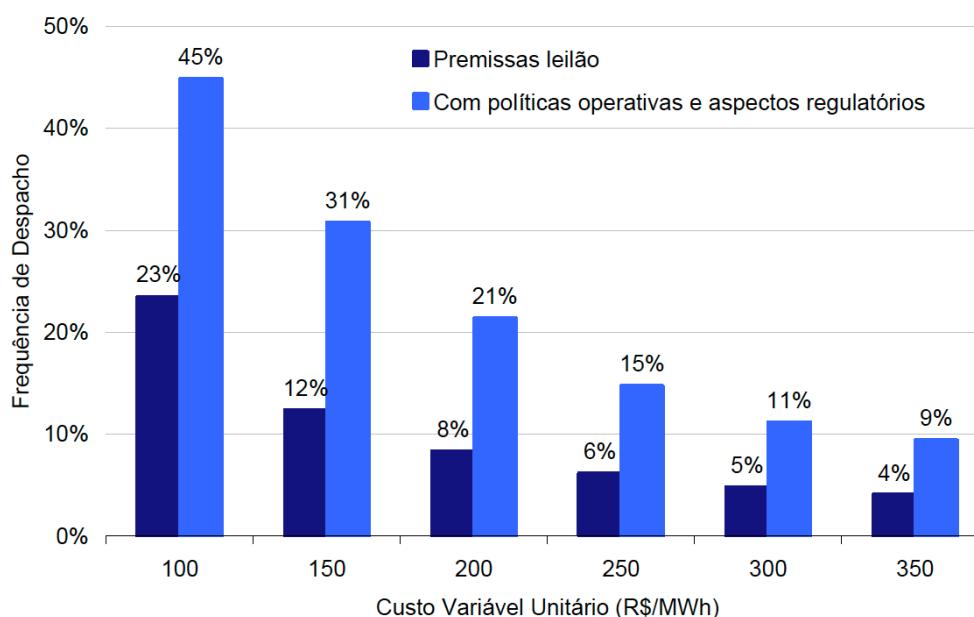
**Gráfico 8 - Meses de despacho por ano em simulação de 9 anos
Térmica com CVU = R\$ 180/MWh**



Fonte: Elaboração própria a partir dos cenários de CMO para o submercado SE-CO obtidos como resultado da simulação do Plano Decenal de Energia 2008 da EPE.

Vale ressaltar que os cenários de CMO do Plano Decenal utilizados acima são considerados sobreofertados pelo otimismo quanto à expansão da oferta hídrica, resultando em valores de CMO bastante baixos. Além disso, os procedimentos operativos de curto prazo utilizados pelo ONS na operação do sistema também não estão completamente incorporados às simulações que geraram essas séries de CMO. Sendo assim, os cálculos expressos nos gráficos acima podem ser considerados cenários de despacho conservadores. Em interessante abordagem, Bezerra *et al.* (2009) demonstra que o fator de despacho anual de projetos utilizando o critério atual do leilão (séries de CMOs dos Planos Decenais) diverge bastante de um critério que considere os procedimentos operativos de curto prazo do ONS (como o nível meta e curva de aversão ao risco). O Gráfico 9 a seguir ilustra este ponto, utilizando cenário de CMO do PDE 2008/2017.

Gráfico 9 - Frequência de despacho termoeletrico anual por CVU (em R\$/MWh)



Fonte: Bezerra *et al.* (2009, p. 7).

Talvez a principal consequência da incerteza quanto ao nível de despacho das térmicas flexíveis seja o impacto que esta provoca na cadeia de suprimento de combustíveis, algo pouco debatido na literatura sobre o assunto. Este tópico será melhor discutido na próxima questão.

5ª Questão: Contrato por Disponibilidade Desalinhado à Rationale das Cadeias Energéticas Adjacentes ao SEB

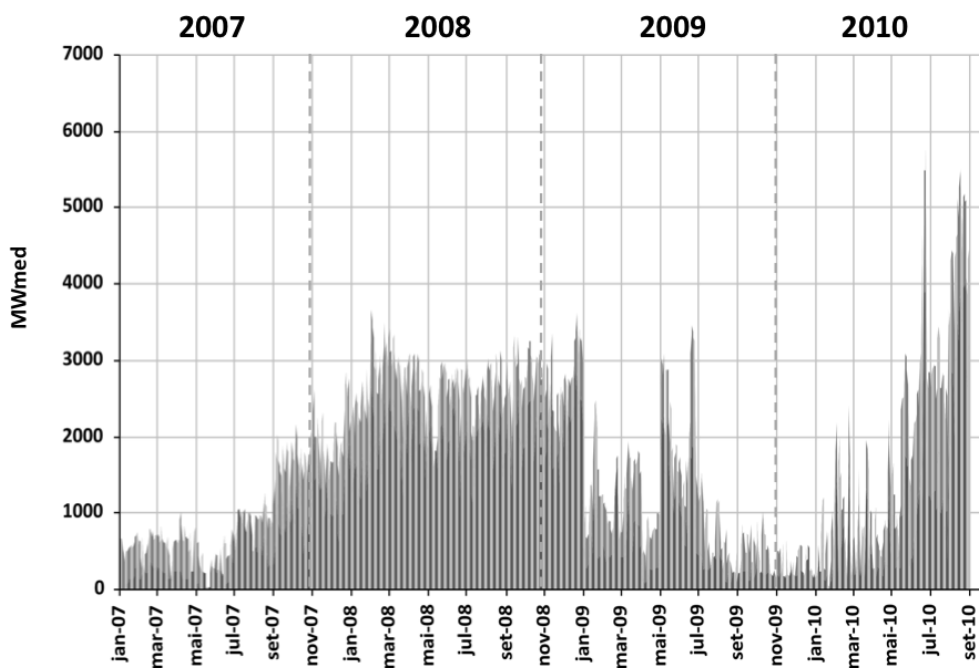
Como discutido ao longo deste capítulo, o contrato por disponibilidade tem como objetivo prover ao parque gerador uma garantia energética, um *back-up*, caso a energia hidráulica seja insuficiente para atingir a demanda por eletricidade. Este modelo contratual faz com que o elemento fundamental para que a usina honre seu contrato seja a garantia do fornecimento de combustível. Tendo em vista as características operativas do SEB, percebe-se que, sob a atual arranjo contratual, a frequência com que essas usinas serão despachadas pelo ONS tem alto grau de incerteza.

Assim como o Setor Elétrico Brasileiro, indústrias de produção de combustíveis são altamente intensiva em capital, caracterizada por investimentos vultosos e de longo prazo de maturação. Por essas características, o modelo de negócio desta atividade requer que os investimentos estejam pautados por uma expectativa firme de mercado. Enquanto

relacionados ao consumo industrial e do setor de transporte, a demanda por combustíveis acaba se tornando bastante previsível e, para estes casos, a indústria de petróleo e gás está acostumada a assumir riscos com relação ao nível de consumo de usuários finais, considerado um risco pequeno, pela baixa volatilidade do consumo frente às oscilações da atividade econômica (Castro *et al.*, 2010a). Dessa forma, com expectativas bem ancoradas sobre a demanda futura, as empresas do setor petrolífero usualmente desvinculam suas decisões de investimento à exigência de que os usuários finais garantam o nível de consumo.

O problema para o suprimento ao setor elétrico é que o consumo de combustíveis para geração térmica flexível, contratada por disponibilidade no conceito de reserva de energia, não segue o padrão normal da indústria. **Pela modalidade contratual vigente, o consumo de combustível requerido pelas térmicas flexíveis não é previsível.** Como exposto no Gráfico 7 anterior, o nível de despacho anual de térmicas eficientes (com custo variável baixo) é absolutamente errático, podendo haver alternância entre meses e anos de alta ociosidade e outros de uso contínuo. Para o caso das térmicas a gás natural, o Gráfico 10 corrobora o argumento aqui defendido, ilustrando como seu despacho é errático ao longo de um determinado ano, inexistindo qualquer padrão anual de repetição.

Gráfico 10 - Geração termoelétrica a gás natural: janeiro/2007 a setembro/2010 (em MWmed)



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural divulgado pelo Ministério de Minas e Energia e Boletim Diário da Operação divulgado pelo ONS.

Caso o suprimento das termoeletricas represente uma parcela infinitesimal do consumo total de determinada cadeia de energéticos, este padrão de consumo não representaria um grande problema, pois seria possível diluir ao longo da cadeia a flexibilidade requerida pelo SEB. Contudo, a necessidade crescente de complementação térmica para o parque gerador brasileiro faz com que o consumo potencial de térmicas movidas a qualquer combustível seja parcela cada vez mais relevante do consumo total, como é o caso mais evidente do óleo combustível e do gás natural.

No caso do gás natural, por exemplo, ao longo dos meses de agosto e setembro de 2010, quando o despacho térmico foi intenso por conta dos procedimentos operativos de segurança do ONS, o consumo térmico representou cerca de 35% do consumo nacional de gás natural. Neste *interim*, a Petrobras foi obrigada a importar dezenas de cargas de GNL para atender satisfatoriamente a demanda das termoeletricas com as quais mantém contrato de suprimento. Por outro lado, em 2009, o regime de chuvas mais favorável implicou em menor despacho termoeletrico e, por conseguinte, participação do consumo térmico no consumo nacional de 6,4% ao longo destes mesmos meses.

A dificuldade de coordenação entre o SEB e as cadeias energéticas adjacentes surge exatamente da incapacidade dos atuais contratos com térmicas flexíveis em oferecerem expectativa firme de consumo e receita. Mesmo com esse diagnóstico, percebeu-se que foram firmados contratos de suprimento de combustível para termoeletricas vencedoras nos LENs. Quanto mais cresce o parque térmico maior será o impacto deste no custo e na logística do suprimento de combustíveis, tendendo a tornar-se um grande risco para o SEB. Não existem dúvidas que a percepção destes elevados custos de transação tende a encarecer os termos contratuais entre SEB e a indústria de petróleo e gás. Em outras palavras, na medida em que os fornecedores de combustíveis precifiquem corretamente a necessidade de garantia de suprimento sem a contrapartida de previsibilidade de consumo, a contratação de térmicas flexíveis tende a se tornar proibitivamente cara (Castro *et al.*, 2010a). Outra alternativa para lidar com a elevação dos custos de transação seria a atuação verticalizada nos segmentos de gás e energia.

Considera-se o caso do gás o mais emblemático e para o qual a solução deve ser perseguida com maior urgência, visto a expectativa de aumento de produção de hidrocarbonetos como resultado da exploração da província do Pré-sal, nas Bacias de Santos e Espírito Santo. Sob o atual formato contratual, o setor de gás não poderá contar com a receita estável de vendas de gás para geração térmica, algo necessário para amortizar os vultosos investimentos realizados e planejados.

Dessa forma, a expansão do gás na matriz de geração de eletricidade se confronta com sérios obstáculos. Silva *et al.* (2010, p. 5) corrobora essa visão afirmando que:

A falta de previsibilidade do despacho termelétrico atrelado ao arcabouço regulatório do setor elétrico, que exige que as térmicas estejam disponíveis com sua capacidade máxima de suprimento durante todo o ano, geram elevados riscos e incertezas para os produtores de gás e para o mercado como um todo.

Para Silva *et al.* (2010) a grande diferença entre o volume de gás efetivamente consumido pelas térmicas e o consumo potencial estipulado em contrato dificulta a negociação de contratos de suprimento de gás com cláusulas de *take-or-pay*, viabilizando somente modalidades que não necessitem dessas cláusulas, como é o caso dos contratos de importação de GNL.

A principal conclusão da metodologia utilizada nos Leilões de Energia Nova é que a possibilidade de que empreendimentos de quaisquer fontes de geração participem de um mesmo leilão cria, a princípio, um importante problema. Os lotes de energia negociados no leilão são tratados como produtos homogêneos. Contudo, conforme argumentado nesta seção, **a mesma unidade de energia gerada a partir de distintas tecnologias, com particularidades marcantes em suas respectivas cadeias de suprimento de combustível, com diferentes acréscimos de benefícios energéticos ao sistema e perfis operativos, distintos níveis de emissão de CO² e diferentes riscos intrínsecos (cambiais, preço de combustível, grau de exposição ao mercado de curto prazo) não será de forma alguma um produto homogêneo.** A fim de conglomerar distintas categorias de empreendedores – e com isso aumentar a competição da licitação – empregou-se metodologia de cálculo da Garantia Física, que pretende ser um produto homogêneo, e do ICB, que busca classificar os empreendimentos térmicos por seu custo esperado.

O fato é que os resultados dos leilões vêm demonstrando que o sinal econômico emitido não parece correto, pelo menos, sob os aspectos aqui considerados como relevantes a um planejamento energético integrado e estratégico. Em síntese, o problema iminente é que os LENs acabam selecionando empreendimentos de fontes poluentes e muitas vezes de elevado custo variável, sem mensurar o impacto que cada nova usina teria sob suas respectivas cadeias de suprimento de combustível. No que se refere à busca por soluções, é bem verdade que os órgãos responsáveis pela gestão do SEB já vêm respondendo a algumas dessas questões. A seção seguinte comenta esses avanços e propõe algumas alternativas.

3.3. Soluções em Curso e Novas Alternativas

Das questões elencadas na subseção 3.2.3, algumas já vêm sendo solucionadas pelos órgãos governamentais responsáveis. A constante revisão dos critérios utilizados, buscando alcançar os objetivos do modelo, aponta para um sustentado amadurecimento da política energética do país, tornando o diálogo entre os diversos agentes do setor mais aberto e transparente. A seguir algumas dessas medidas.

3.3.1. Soluções em Curso

Consolidação da Metodologia

O desenho dos Leilões de Energia Nova, apesar de ter um formato híbrido, é de fácil implementação e nível de complexidade razoavelmente baixo. Contudo, percebe-se pela seção 2 que o cálculo do mecanismo de *scoring* não é trivial. Sendo assim, é de suma importância que as regras de *scoring* sejam colocadas de forma clara aos *players* e que exista certa regularidade em sua metodologia de cálculo.

Nesse sentido, após os 10 LENs realizados de 2005 a 2010, pode-se destacar o papel do “leiloeiro” na consolidação, mesmo que gradual, da sistemática do leilão e da metodologia de cálculo do COP, CEC, GF e, por conseguinte, do ICB.

Um bom exemplo foi a utilização, a partir de 2008, das mesmas séries de Custo Marginal de Operação – provenientes da simulação do Plano Decenal de Energia – para fins de cálculo da Garantia Física, do COP e do CEC. Destaca-se ainda a divulgação pela EPE de Notas Técnicas, esclarecedoras e objetivas, que versam sobre os critérios utilizados no cálculo dos seus parâmetros do ICB, por exemplo. Ao garantir aos empreendedores maior segurança acerca das regras que permeiam as licitações, o leilão torna-se mais atrativo, aumentando, *ceteris paribus*, a competição.

Limitação do CVU

A limitação do CVU é colocada como um pré-requisito ao cadastro de um empreendimento interessado em participar no leilão; seria, de certa forma, o preço de reserva do leilão. A intenção é impossibilitar que projetos com custo variável muito elevado participem e acabem sendo selecionados, já que o critério de competição entre termoeletricas não é a comparação direta do custo da energia e sim a comparação do ICB de cada projeto.

A partir de 2007, passou-se a limitar o cadastro daqueles empreendimentos de alto custo variável:

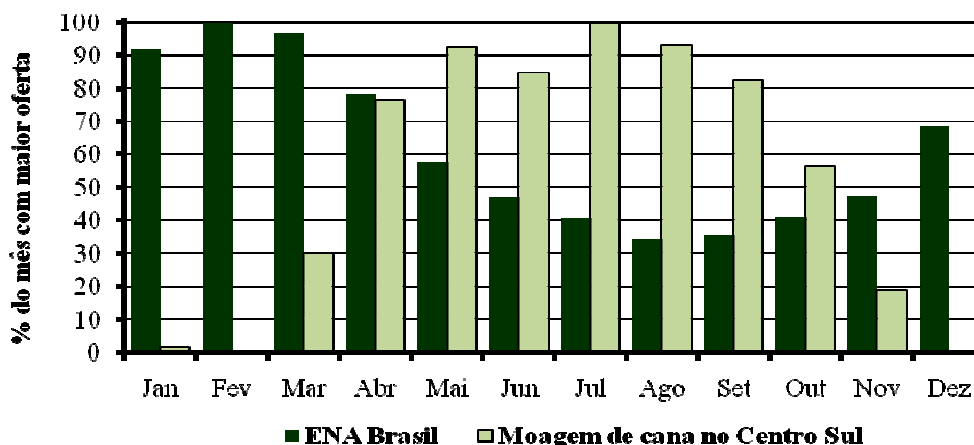
- (i) Para os LENs A-3 e A-5 de 2007 – de acordo com o artigo 16 da Portaria MME nº 328 de 29/07/2005, modificada pela Portaria MME nº. 178 de 13/07/2006 – estipulou-se que o valor do custo variável unitário de qualquer empreendimento habilitado deveria ser menor ou igual ao valor máximo do PLD (R\$ 534,30 naquela ocasião).
- (ii) Já em 2008, para ambos os leilões A-3 e A-5, ficou estipulado pela EPE que o valor limite do CVU declarado para fins de cálculo da Garantia Física, COP e CEC seria de R\$ 284,80/MWh, que correspondeu a 50% do PLD máximo.
- (iii) Para o LEN A-3 de 2009 (lembrando que o A-5 foi cancelado por insuficiência de demanda) o cadastramento dos empreendimentos, realizado pela EPE em conformidade com a Portaria nº 147/2009, vetou a habilitação técnica de termoeletricas com custo variável unitário (CVU) igual ou superior a R\$ 200,00/MWh.

Desta forma essas resoluções buscam afastar das licitações aqueles projetos muito caros, mas que poderiam se tornar competitivos pela “métrica” do ICB, conforme discutido na seção anterior.

Leilões por Fonte de Energia, com Foco nos Renováveis

Desenvolveu-se no setor uma percepção gradual da importância da bioeletricidade na composição do parque elétrico brasileiro. Como ilustrado pelo Gráfico 11, a safra da cana coincide com grande parte do período mais seco do ano, possibilitando a geração de energia advinda da queima do bagaço de cana, uma energia “limpa” e de baixo custo variável.

Gráfico 11 - Safra de cana no Centro-Sul e Energia Natural Afluente (ENA): 2008



Fonte: Elaborado pelo GESEL-UFRJ com base no histórico da operação em 2008 do ONS e nos dados de moagem de cana da safra 2007/2008 no Centro-Sul disponibilizados pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA).

O caráter sazonalmente complementar da bioeletricidade em relação à energia hidráulica contribui para a manutenção dos níveis de acumulação de água nos reservatórios ao longo da seca, garantindo maior segurança e confiabilidade ao sistema. A geração complementar durante o período seco suavizaria a dependência de capacidade de estocagem de água nos reservatórios, fator determinante no uso mais eficiente dos recursos hidráulicos no país. Como comentado anteriormente, estudos do GESEL/UFRJ indicam que essa externalidade positiva para o sistema ainda é subestimada pelo cálculo da Garantia Física Castro *et al.* (2010c). Pinto e Walter (2009) corroboram esta ideia afirmando que uma expansão do parque térmico com qualidade deve incorporar empreendimentos sazonalmente complementares à hidroeletricidade, como a bioeletricidade. Contudo, os autores ressaltam que as regras contratuais ainda não distinguem adequadamente a geração no período seco daquela no período úmido.

Já é possível notar que a contratação de térmicas movidas à biomassa vem se intensificando, principalmente em modalidades direcionadas especificamente às fontes renováveis conforme indicam os dados da Tabela 3.

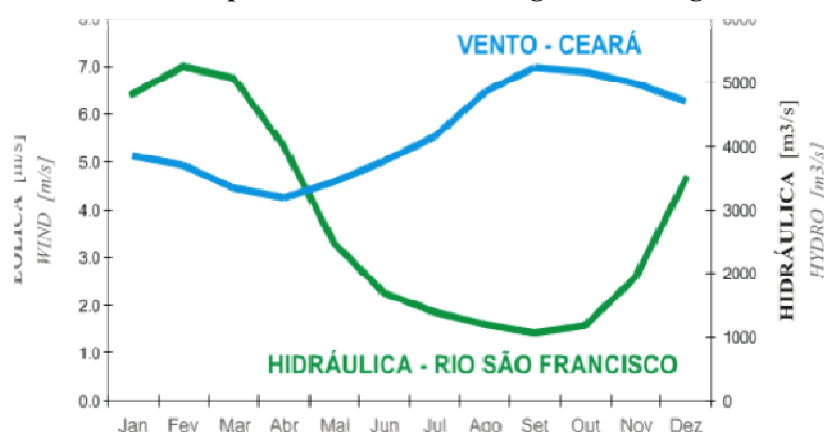
Tabela 3 - Projetos de bioeletricidade contratados em leilões até 2008

Leilão	Capacidade Instalada (MW)	% do Total
PROINFA	581	14,0
Leilão de Energia Nova A-5 (2005)	205	5,0
Leilão de Energia Nova A-3 (2006)	188	4,5
Leilão de Energia Nova A-5 (2006)	150	3,6
Leilão de Fontes Alternativas (2007)	455	11,0
Leilão de Energia de Reserva (2008)	2.377	57,4
Leilão de Energia Nova A-5 (2008)	185	4,5
Total	4.141	100

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2009).

Estimativas do PDE 2019 apontam para significativo potencial técnico de geração de bioeletricidade a partir da cana-de-açúcar, chegando a 10.174 MWmed em 2019 (EPE, 2010). Logicamente, questões relativas à competitividade desta fonte frente às demais opções (como térmicas a combustível fóssil, eólica e hidroelétricas) serão fundamentais para ampliar sua participação na matriz elétrica brasileira.

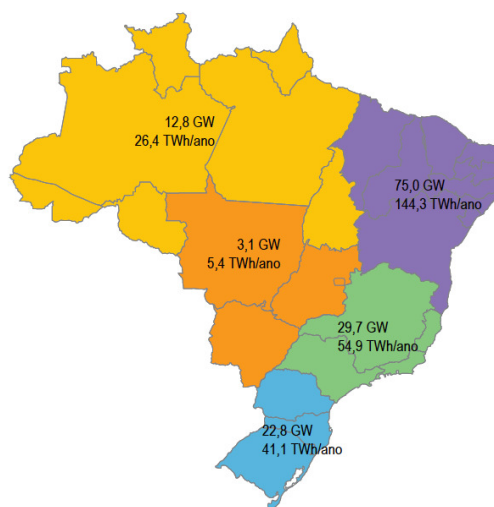
A energia eólica também foi percebida como uma boa alternativa para complementação do parque hídrico brasileiro e assim como no caso da biomassa possui interessante complementaridade ao regime hidrológico. Esta complementaridade é ilustrada pelo Gráfico 12 através de exemplo focado no regime hídrico do rio São Francisco.

Gráfico 12 - Complementaridade entre regime hidrológico e eólico

Fonte: Torres (2009).

O Atlas do Potencial Eólico de 2001⁴² aponta para um potencial de geração de energia eólica de 143 mil MW no Brasil concentrado principalmente no nordeste – com maior intensidade no estado do Ceará – e no sul do país, onde se localiza atualmente o maior parque eólico brasileiro (Parque Eólico de Osório, Rio Grande do Sul, 150 MW). A Figura 11 ilustra o mapa eólico brasileiro.

**Figura 11 - Potencial eólico brasileiro por regiões
(em GW e TWh/ano)**



Fonte: Aneel (2008).

Após contratação ínfima via PROINFA, LFA e LER que adicionaram ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até dezembro de 2009 apenas 600 MW⁴³ em capacidade instalada de centrais geradoras de energia eólica, decidiu-se organizar em dezembro de 2009 o primeiro leilão específico para projetos eólicos. Este Leilão de Energia de Reserva foi considerado um sucesso pela grande número de competidores, possibilitando a contratação de 1.806 MW em capacidade instalada a preços bastante competitivos (média de R\$ 148,39/MWh). Posteriormente, em agosto de 2010, um leilão destinado às fontes alternativas (biomassa, PCH e eólica), contratou 2 GW de potência instalada de energia eólica a preços menores que em 2009 (média de R\$ 130,86/MWh), mostrando um fortalecimento da tendência de inserção desta fonte na matriz elétrica. À medida que uma indústria de equipamentos (pás, turbinas,

⁴² Apesar de defasado, até o final de 2008 este era o último estudo realizado a respeito. A medição nesse Atlas foi realizada a 50 metros. Dada a possibilidade de se utilizar torres maiores atualmente, estes dados necessitam ser revisados. Estimativas preliminares a 100 metros indicam um potencial superior a 300 GW.

⁴³ Aneel, Banco de Informações de Geração. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/15.htm>.

torres, etc) se desenvolva no país é possível esperar maiores reduções de custo e ampliação da participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira.

O grande mérito dessa nova postura dos formuladores de política energética no que diz respeito à realização de leilões por fonte específica foi o de **dispensar** a utilização de qualquer artifício que objetive comparar os distintos empreendimentos concorrentes, como intenciona o ICB. A realização de leilões por fonte específica em complementação aos leilões por fonte genérica – no caso, os LENs – se coloca como importante opção para melhor direcionamento da política energética, ao mesmo tempo em que coexiste com um mecanismo de mercado interessante – os leilões.

3.3.2. Novas Alternativas

Apesar dos esforços incorridos para mitigar alguns dos problemas diagnosticados nos LENs, duas importantes fragilidades contribuem para a seleção adversa que vem ocorrendo nos Leilões de Energia Nova: a metodologia do mecanismo de ranqueamento dos empreendimentos térmicos participantes do leilão (Índice Custo-Benefício) e os termos do contrato (de disponibilidade) de comercialização de energia, objeto do leilão. Na realidade, ambas as questões (ICB e modelo contratual) só podem ser solucionadas conjuntamente, visto que estão intimamente relacionadas.

No caso do ICB, a limitação do CVU foi capaz de eliminar em grande medida aqueles projetos que causavam maior distorção no ranqueamento feito pelo ICB. Contudo, ainda existe amplo espaço de melhora para aperfeiçoar a seleção de projetos termoelétricos, entre as quais se destaca (Bezerra *et al.*, 2009; Filho *et al.*, 2009; Castro *et al.*, 2010):

- (i) A homogeneização do cálculo do COP e CEC e da GF no que diz respeito ao critério econômico para expansão ($CMO = CME$) utilizado;
- (ii) O cálculo da GF e a melhor mensuração das externalidades positivas dos projetos com geração complementar no período seco;
- (iii) A percepção – e incorporação na metodologia – de que a média de despacho incorporada no cálculo do COP e CEC muitas vezes se distancia do cenário típico de despacho, diminuindo a precisão do cálculo do custo e o benefício reais de cada projeto;
- (iv) A incorporação dos procedimentos operativos do ONS nas séries de CMO utilizadas para cálculo dos parâmetros do ICB.

Sugere-se que o ICB passe por um processo de revisão caso este persista como componente da sistemática dos LENs. Uma forma, já colocada em prática, de contornar este problema é a realização de **leilões por fonte específica** (como os de biomassa e eólica), que eliminariam a exigência de um mecanismo complexo de ranqueamento de projetos de distintas tecnologias. Neste caso, há de se estudar o impacto disso no número de participantes. Nas experiências com fontes alternativas, percebeu-se manutenção e até incremento da atratividade do leilão.

Quanto ao desenho contratual, este ainda é bastante ineficiente em possibilitar a inclusão de empreendimentos termoeletricos de baixo custo operativo. O contrato por disponibilidade exige grau de flexibilidade operativa que, se repassada ao contrato de suprimento do combustível (carvão, óleo combustível e, mais dramaticamente, no caso do gás natural como veremos na seção seguinte), elevando drasticamente os custos de transação contratual. Essa questão também está relacionada ao ICB, visto que a inflexibilidade desejada pela cadeia de suprimento de combustíveis acaba sendo penalizada pela metodologia do ICB.

Considera-se o desenho contratual como obstáculo chave na atração dos empreendimentos termoeletricos adequados à expansão do parque térmico brasileiro (Brandão *et al.*, 2010). Dessa forma, ainda que de forma não exaustiva, propõe-se a seguir alguns modelos alternativos ao CCEAR por disponibilidade. O contrato, visto como um instrumento de coordenação entre agentes econômicos, deve buscar a compatibilidade das necessidades do setor elétrico com a lógica econômica da indústria de fornecimento de combustível para as termoeletricas. Esta questão, considerada crucial à evolução eficiente do parque gerador termoeletrico no Brasil, e algumas propostas alternativas serão exploradas nas páginas seguintes.

Alternativa 1: Contrato por Quantidade de Energia

O contrato por quantidade⁴⁴ estipula uma quantidade de energia (MWh) à qual a termoeletrica estará comprometida a vender por um prazo longo (15 ou 20 anos), a um preço fixo e indexado (usualmente ao IPCA e ao preço do combustível no mercado internacional). Caso não entregue a energia contratada, o gerador será penalizado e ainda será obrigado a comprar a energia de seu contrato no mercado de curto prazo.

Dentre as **vantagens** desta alternativa, destaca-se a previsibilidade que garante à cadeia de suprimento de combustível quanto ao volume vendido, ancorando a demanda e

⁴⁴ Conhecido também como *Power Purchase Agreement* (PPA).

funcionando como importante mecanismo para rentabilização dos investimentos em infraestrutura. Com aumento da previsibilidade de fornecimento e menor ociosidade da infraestrutura suprimento – e consequente diminuição dos custos de transação ao longo da cadeia –, esperam-se preços dos combustíveis significativamente menores, tornando as termoeletricas mais competitivas nos leilões. O perfil de despacho dessas térmicas estaria então melhor alinhado à lógica econômica de suprimento de combustível.

No que tange às **limitações**, vale ressaltar que contratar uma quantidade de energia termoeletrica firme por todo o ano, mesmo por um baixo custo operativo, traz consigo o risco de vertimento de água nas hidrelétricas. Como visto, as séries de custo marginal divulgadas pelo Plano Decenal 2008/2017 (utilizadas também para cálculo do COP, CEC e Garantia Física) apontam que em 34% dos cenários hidrológicos uma térmica de CVU igual ou menor que R\$ 90/MWh⁴⁵ não seria despachada em nenhum dos meses da simulação e em 50,5% dos cenários ela seria despachada em no máximo 3 meses do ano. Em outras palavras, a análise estatística indica que a adoção de grande quantidade de energia sob o contrato por quantidade poderia acarretar, com alta probabilidade, vertimento desnecessário de água turbinável. Vale lembrar que esta análise desconsidera os Procedimentos Operativos de Curto Prazo⁴⁶ do Operador Nacional do Sistema que, por prevenção, pode despachar energia não-hídrica para impedir que os reservatórios sejam ainda mais deplecionados quando estes se encontram em níveis muito abaixo do que o esperado naquele momento.

Alternativa 2: Contrato por Disponibilidade Sazonal

Esta é uma sugestão inspirada no trabalho de Silva *et al.* (2010). A proposta seria diminuir a exigência de disponibilidade energética das térmicas durante o período úmido, ou seja, um contrato por disponibilidade como os praticados atualmente, mas com a disponibilidade sazonal reduzida entre os meses de maio a novembro. Assim, a disponibilidade da usina no período seco permaneceria próxima de sua capacidade instalada e relacionada às suas restrições técnicas, enquanto que no período úmido, quando o despacho térmico é menos provável e necessário, a termoeletrica reduziria sua disponibilidade máxima.

⁴⁵ Ao longo dessa seção, a análise das propostas irá considerar uma UTE fictícia com custo variável R\$ 90/MWh e custo de investimento similar a uma térmica a carvão ou gás natural. Como explorado ao longo do capítulo, acredita-se que este perfil situa-se numa faixa de custo adequada à expansão da geração complementar ao parque hídrico.

⁴⁶ Os principais procedimentos operativos seriam o nível meta e a curva de aversão ao risco. Sem se aprofundar neste tema, importa dizer que considerar estes procedimentos numa simulação da operação do parque elétrico resulta num maior fator de despacho para termoeletricas. A depender do CVU da termoeletrica, a frequência de despacho pode até dobrar quando se considera os procedimentos operativos (Bezerra *et al.*, 2009).

Uma visível **vantagem** deste arranjo contratual seria o fato de que parcela da oferta do combustível destinado à termoeletridade poderia ser direcionado a outros segmentos de consumo durante o período úmido do ano, visto que a disponibilidade máxima para despacho seria reduzida e o potencial consumo de combustível pelas termoeletricas drasticamente reduzido. Além disso, o setor elétrico também se beneficiaria por contar com projetos de alto grau de flexibilidade de despacho no período seco do ano.

Quanto à **fragilidade** percebida, ressalta-se que o desafio que caberia ao planejador do sistema de criar metodologia para calcular qual a disponibilidade máxima requerida para cada termoeletrica nos períodos secos e úmidos, dificuldade que se agrava pela elevada aleatoriedade das séries hidrológicas. Ao fornecedor de combustível, seria mantida a exigência de provisionar toda a quantidade de combustível necessária para cumprir com o contrato de entrega de energia no caso de despacho pelo ONS. Ao menos, nesse novo arranjo, o provisionamento de combustível seria menor no período úmido.

Alternativa 3: Contrato por Disponibilidade com Inflexibilidade Sazonal

Essa proposta surgiu a partir das reflexões de Castro *et al.* (2010a) acerca de possíveis novos arranjos para contratos de comercialização de termoeletricidade. Nesse caso, o contrato por disponibilidade teria uma cláusula de geração inflexível mínima durante a época de baixas afluições (maio a novembro). A usina ficaria disponível para ser despachada pelo operador, mas durante parcela do ano a geração seria feita na base num montante energético pré-determinado.

Essa alternativa apresenta algumas **vantagens** interessantes. Com a inflexibilidade do despacho garantida em parte do ano (sete meses), esse novo arranjo reduziria de forma expressiva a incerteza quanto ao nível de suprimento de combustíveis, preservando ao mesmo tempo a flexibilidade de despacho que é importante para a operação do parque gerador, principalmente no período seco. Um contrato de suprimento firme de combustível no período seco traria ao fornecedor de combustível previsibilidade quanto à quantidade de combustível disponível a outros segmentos consumidores. Uma segunda questão refere-se ao fato de este tipo de contrato já ser praticado entre as usinas termoeletricas e biomassa, isto é, trata-se de uma modalidade já prevista pelos atuais CCEARs.

Mesmo que em menor intensidade, a **limitação** da Alternativa 1 seria novamente percebida aqui. Em 36,5% dos cenários o CMO não ultrapassa em nenhum dos meses do período seco os R\$ 90/MWmed, tornando-se inútil o despacho térmico pelo critério de menor custo. Assim, a chance de a geração térmica inflexível no período seco deslocar a energia

hidráulica disponível ainda seria elevada. Outra limitação diz respeito à necessidade do fornecedor de combustível destinar parte de sua produção para outro cliente que também deveria apresentar preferencialmente um padrão de consumo sazonal (preferencialmente contra-sazonal ao período úmido brasileiro).

Interessante ressaltar ainda que apesar de compatibilizar em alguma medida os incentivos entre o SEB e a cadeia de suprimento de cada energético, empreendimentos que adotem este arranjo perdem competitividade pelo mecanismo atual de seleção dos projetos. Os LENs selecionam empreendimentos fazendo uso de cenários de CMOs extremamente baixos, reduzindo a competitividade de projetos que declararem geração inflexível. De modo geral, somente projetos térmicos cem por cento flexíveis conseguem ser competitivos pela metodologia atual.

As propostas feitas até aqui partiram da premissa que a geração termoelétrica deverá ganhar espaço crescente no parque de geração elétrica no Brasil, desempenhando não somente papel de *backup* do sistema em situações de hidrologia extremamente desfavorável, mas também um papel de **complementação energética** no período seco. A contratação de bons projetos de térmicas flexíveis de baixo custo operativo é de alto interesse para o setor elétrico e é imprescindível o esforço em tornar tais projetos viáveis e competitivos. Contudo, a situação atual impõe uma série de barreiras – principalmente de cunho contratual – que exige novos arranjos que reduzam a incerteza do despacho e, por conseguinte, o impacto dessa incerteza sobre a cadeia de valor dos fornecedores do insumo energético. As propostas contratuais feitas ao longo desta subseção objetivaram justamente dar luz a essa discussão.

Na próxima e última seção desta pesquisa, analisa-se o caso particular do gás natural. Após discutidas as razões para priorizá-lo na expansão térmica, faz-se um exercício de como as 3 alternativas apresentadas se inseririam numa análise qualitativa de risco/retorno conjuntamente para o SEB e para a cadeia de suprimento de gás natural.

3.3.3. O Caso do Gás Natural

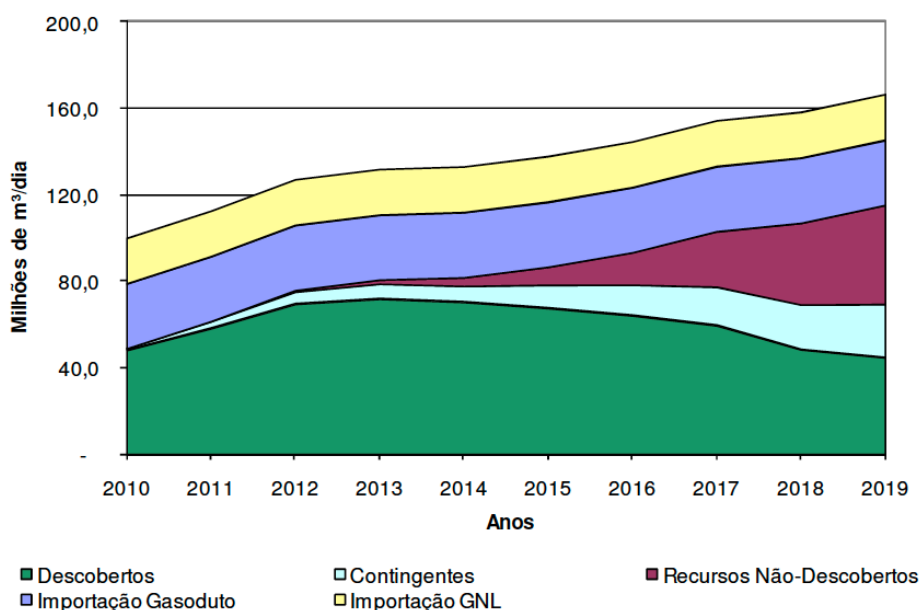
A mudança estrutural do parque gerador elétrico brasileiro que vem sendo discutida ao longo deste trabalho é **irreversível**. A geração não-hídrica ganhará em importância e é difícil imaginar que a termoeletricidade a gás natural (principalmente via turbinas ciclo combinado) – ao lado da bioeletricidade, da energia eólica e talvez da nuclear – não faça parte das tecnologias priorizada para desempenhar este papel neste novo padrão de geração elétrica que se descortina.

A inserção do gás natural na matriz elétrica brasileira vem estimulando rica literatura sobre o tema (Oliveira e Marreco, 2006; Rosa, 2006; Filho *et al.*, 2009; Brandão *et al.*, 2010; Silva *et al.*, 2010). Alguns desses autores defendem o fato de que essa função complementar seja preferencialmente desempenhada por empreendimentos de baixo custo operativo, como térmicas movidas a biomassa e a gás “barato”. Visto que a expectativa de despacho não-hídrico irá aumentar no médio e longo prazo, é fundamental que o parque térmico seja composto por empreendimentos com CVUs situados em uma faixa razoável, de até R\$ 140 por MWh gerado. Como ilustrado na Tabela 1 da seção 3.2, menos de 33% da disponibilidade energética do parque termoeletrico contratado nos LENs de 2005 a 2009 situa-se nesta faixa de custo (para valores monetários de maio de 2010) sendo que neste intervalo a grande maioria são térmicas à biomassa.

A ampliação do uso de gás natural na matriz elétrica justifica-se por muitos dos aspectos alinhados à um planejamento energético integrado e estratégico, conforme discutido na seção 3.2. Além de ser o combustível fóssil de menor intensidade de carbono⁴⁷, a expectativa de aumento vertiginoso da produção futura de gás natural, advindo da Bacia de Santos e da exploração da província do Pré-sal, coloca o energético como recurso energético nacional ainda mais estratégico no médio e longo prazo. O Gráfico 13 abaixo ilustra bem esse cenário, onde estima-se que a oferta interna deva crescer quase 70% em 10 anos.

⁴⁷ Segundo IPCC (2006), o conteúdo de carbono presente no gás natural, em termos de kg C por Giga Joule (kg C/GH), é de 15,3 contra 27,6 do carvão, 21,1 do óleo combustível e 20,2 do diesel.

**Gráfico 13 - Oferta de gás natural total Brasil, excluída a Região Norte: 2010 a 2019
(em milhões de metros cúbicos/dia)**



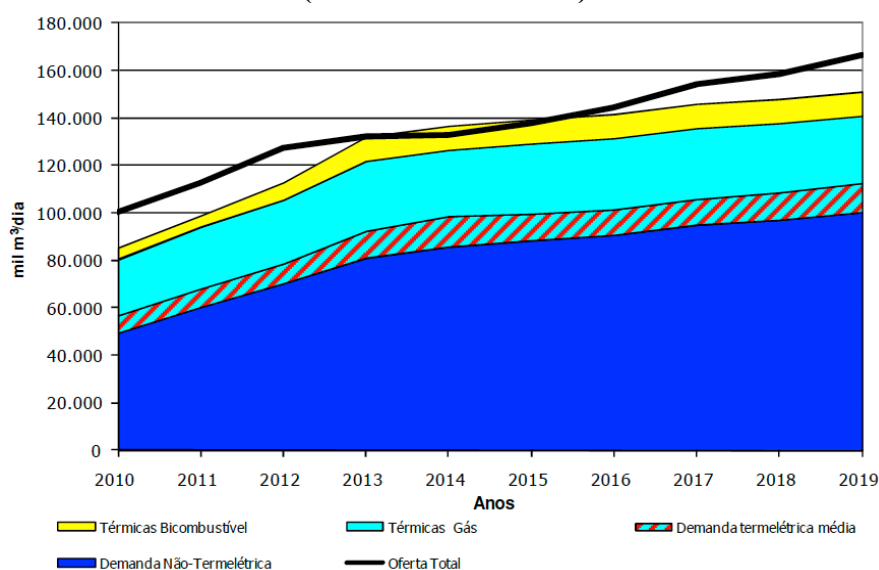
Fonte: EPE (2009, p. 229).

Até o presente momento, a inserção do gás natural na matriz elétrica tem sido crescente (de 2001 a 2009 mais que quadruplicou em termos de capacidade instalada, segundo dados da Aneel) e os resultados dos LENs de 2005 a 2009 a colocam como a 2ª fonte em termos de nova capacidade contratada. A sequência da ampliação da participação do gás na matriz elétrica dependerá de muitas das questões abordadas nesta pesquisa.

Uma importante barreira diz respeito ao arranjo contratual para comercialização de energia termoeletrica, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulado, o qual implica em substantiva incompatibilidade de incentivos entre ambas as cadeias de gás e eletricidade. A estocagem de gás é difícil e cara, obrigando o *upstream* a manter uma oferta rígida, especialmente quando o gás está associado ao petróleo, como o é na grande maioria dos campos brasileiros. Sendo assim, contratos rígidos de oferta de gás – com flexibilidade máxima prevista por cláusulas de *take-or-pay* – estariam mais aderentes à lógica econômica desta indústria. Por outro lado, o SEB preza pela flexibilidade, visto que a disponibilidade de hidroeletricidade é altamente aleatória. Assim, a demanda térmica por gás acaba por reproduzir este mesmo padrão errático e incerto, dificultando o suprimento e pressionando a logística da indústria de gás. Em suma, o modelo comercial ideal à indústria de gás é, portanto, conflituoso com os contratos por disponibilidade praticados no Setor Elétrico Brasileiro.

Se mantidos os arranjos contratuais atuais, a EPE projeta que o balanço oferta/demanda atual e futuro será fortemente condicionado pelo comportamento do despacho das termoeletricas. A faixa azul clara do Gráfico 14 considera o consumo total das térmicas a gás enquanto a faixa azul clara com listras vermelhas representa o consumo termoeletrico médio esperado. Apesar de bem comportado, o gráfico não chama a atenção para o grande desafio colocado à cadeia de suprimento de gás: **compatibilizar uma oferta fundamentalmente firme⁴⁸ com uma demanda com composição cada vez mais flexível.**

**Gráfico 14 - Balanço de gás natural na malha integrada brasileira (exclui Região Norte)
(em milhões de m³/dia)**



Fonte: EPE (2010).

Dimensionar a logística e a cadeia de suprimento tanto para atender a ponta (superior a 200 MMm³/d em 2020), quanto para períodos de baixo consumo termoeletrico (período úmido geralmente) exige grande esforço em termos de flexibilidade. É verdade que, do ponto de vista do fornecedor majoritário de gás no país – Petrobras – existem alternativas capazes de tornar o suprimento mais flexível:

- (i) Importação de GNL (18,8 MMm³/d);
- (ii) Cláusula de *take-or-pay* do gás boliviano (30 – 24 MMm³/d);
- (iii) Aumento ou diminuição de produção de gás não-associado;
- (iv) Redução do consumo do próprio fornecedor, como o gás destinado às refinarias;

⁴⁸ Com a entrada em operação dos terminais de liquefação de Gás Natural Liquefeito em 2009, adicionou-se à oferta de gás cerca de 21 milhões de metros cúbicos/dia. Esta pode ser considerada uma oferta flexível, mas não *just-in-time* visto que uma carga de GNL demora no mínimo 1 semana entre o pedido e a entrega.

- (v) Uso de cláusulas contratuais que permitem o fornecimento de energético alternativo como, troca do gás por óleo diesel ou etanol nas termoeletricas *flex-fuel* e por óleo combustível para clientes industriais.

Apesar de existirem opções para flexibilização da oferta, optar por qualquer uma delas significará incorrer em custos e impactos a indústria de óleo e gás, onerando a cadeia de suprimento como um todo. Em indústrias de rede, **a logística de suprimento deve ser dimensionada para atendimento da ponta de consumo**. Os investimentos em gasodutos (muitos deles já em curso) e terminais de GNL, também deverão se atentar ao fato de uma demanda potencial bastante superior a média esperada, exigindo planos de ação para o caso de um período seco prolongado.

Em suma, o aumento do (potencial) consumo térmico no total de gás consumido nacionalmente pode se tornar insustentável, visto que parte expressiva dos contratos de suprimento ficará sujeitos a uma volatilidade incompatível com o perfil de produção, estocagem e importação (terminais de GNL) de gás. Se for desejável redução nos custos de transação inerentes ao suprimento de gás para geração térmica em condições competitivas que possibilitem uma maior penetração do gás na matriz elétrica, uma reformulação dos arranjos contratuais se faz imprescindível.

Partindo dessa premissa, propõe-se a seguir uma breve análise qualitativa de risco/retorno, com objetivo de provocar no leitor *insights* construtivos. Tomando como ponto de partida as alternativas propostas na subseção anterior, será então analisada uma hipotética implementação de cada uma delas como novo arranjo comercial dos LENS para a termoeletricidade.

Sob a ótica do Setor Elétrico Brasileiro, o marco institucional vigente tem o claro objetivo de expandir a geração com modicidade tarifária. No Ambiente de Contratação Regulado, a percepção de risco e retorno dos consumidores estaria muito centrada na garantia de suprimento (**risco**) e menor tarifa (**retorno**). Assim, contratos que garantam uma maior redundância do parque gerador, como os **contratos por quantidade**, levam a um baixo risco de suprimento. Contudo, nesta modalidade contratual espera-se um preço da energia mais elevado, visto que é alta a probabilidade de se pagar pela termoeletricidade mesmo dispondo de energia hidráulica turbinável. Na medida em que o parque se torne mais flexível, como o que vem ocorrendo com **contratos por disponibilidade**, é reduzido o vertimento

desnecessário e é de se esperar que ao fim o consumidor pague uma menor tarifa⁴⁹. Contudo, o risco de suprimento aumenta significativamente visto os desafios logísticos e de flexibilização da produção de gás que este tipo de contrato impõe.

No caso, dos contratos por disponibilidade com **inflexibilidade sazonal** e **disponibilidade sazonal**, seria adicionada mais segurança ao sistema, visto que garantiriam maior previsibilidade ao fornecedor de combustível ao longo do período seco, minorando os custos de transação *ex post* na cadeia. Em termos de preço final ao consumidor, o ganho será o saldo entre uma diminuição no preço do combustível pela maior previsibilidade no suprimento e o risco de vertimento de água.

Sob o prisma da indústria de gás – atualmente representada pela percepção de risco da Petrobras –, foi discutido que a atual situação (**contrato por disponibilidade**) coloca à empresa risco elevado no que diz respeito à possibilidade de faltar com seus compromissos contratuais. Quanto ao retorno, acredita-se que a flexibilidade exigida nessa modalidade contratual ainda não tenha sido totalmente precificada, seja pela diluição dos investimentos em infraestrutura entre demais consumidores de gás, seja por decisão estratégica e política da empresa. Pensar num **contrato por quantidade** levaria a empresa ao outro extremo: uma situação de baixo risco de mercado (dada a previsibilidade) e menor retorno (preços mais baixos), resultado de uma situação onde custos de transação seriam mitigados.

Os contratos por disponibilidade com **inflexibilidade sazonal** e **disponibilidade sazonal** garantiriam ao fornecedor previsibilidade do consumo de gás para o segmento térmico de pelo menos uma parcela do ano. A flexibilidade requerida – mais intensa no contrato com disponibilidade sazonal – seria precificada, garantindo uma compensação pelo risco do negócio. Notar que o retorno não está somente relacionado ao preço de venda do gás natural, mas também ao menor custo logístico, custos de transação envolvidos, ganhos provenientes de gestão de portfólio mais adequada.

É fundamental ter em mente que as propostas abordadas acima se inserem num contexto dinâmico, onde ambas as indústrias evoluem. No caso do setor elétrico brasileiro, a evolução no médio prazo – em direção à necessidade crescente de geração não-hídrica no período seco – tende a tornar os modelos contratuais **inflexibilidade sazonal** e **disponibilidade sazonal** mais vantajosos, visto que serão menores as chances de se verter água desnecessariamente. Além do mais, autores como Pinto e Walter (2009) e Castro *et al.*

⁴⁹ Logicamente, tarifas mais baixas só serão possíveis se o prêmio exigido pelo fornecedor de gás para garantir a flexibilidade no suprimento for menor que o ganho obtido pela redução do vertimento desnecessário de energia hidráulica.

(2010c), defendem a existência de consideráveis externalidades positivas ao sistema quando se garante ao sistema energia firme no período seco do ano.

No caso da evolução da indústria de gás, a construção de um terminal de liquefação de gás natural *offshore* – uma das opções cotejadas para escoar o gás produzido em campos do Pré-sal –, permitiria à Petrobras comercializar gás no mercado internacional de GNL, visto que o hemisfério norte demanda maior quantidade de gás no inverno. Uma consequência imediata disso seria uma melhor avaliação dos contratos **inflexibilidade sazonal** e **disponibilidade sazonal**, pois concentram a demanda por gás térmico no período seco do ano. De qualquer forma, sendo grande parte do incremento de oferta de gás proveniente de campos associados, permanece a necessidade de um suprimento grande parte inflexível que não interrompa a produção de petróleo nos campos.

O esforço analítico qualitativo desta seção pretendeu ressaltar a necessidade de se pensar integradamente. Ganhos e benefícios, riscos e retornos, devem ser avaliados para todas as cadeias energéticas envolvidas. Na análise, optou-se por excluir o empreendedor da usina termoelétrica por considerar que quaisquer destes contratos manteriam sua percepção atual de risco/retorno, isto é, contratos que garantem *ex ante* um lastro comercial de longo prazo (apropriado à obtenção de financiamento) com o risco de mercado e de preço do combustível repassado ao consumidor final. A avaliação feita sugere que, pensando na evolução futura da ambas as cadeias de gás e eletricidade, contratos **inflexibilidade sazonal** e **disponibilidade sazonal** sejam mais adequados a ambos os setores.

À guisa de conclusão deste capítulo, a proposta de avaliação dos Leilões de Energia Nova feita no âmbito desta pesquisa partiu do entendimento de que o leilão é peça fundamental no funcionamento do atual marco regulatório que busca expansão com modicidade tarifária. Enquanto mecanismo competitivo, percebeu-se que, de uma forma geral, o atual formato incita a competição, dificulta a colusão e é eficiente em atrair empreendedores. Contudo, os LENs avaliados enquanto instrumento de política energética apresentam algumas deficiências, com destaque para o mecanismo de ranqueamento dos projetos (Índice Custo-Benefício) e o desenho do contrato por disponibilidade. Essas questões foram amplamente discutidas ao longo do capítulo.

Tendo em vista a incapacidade dos leilões e contratos em coordenar as necessidades do SEB e das cadeias energéticas adjacentes, na última seção foram sugeridos alguns arranjos contratuais, ressaltando suas vantagens e limitações. O exemplo do gás natural foi escolhido para análise de como essas propostas se inseririam na lógica econômica da indústria. Uma avaliação qualitativa dos riscos e retornos envolvidos em cada alternativa de arranjo

contratual indicou para o futuro, ainda em caráter preliminar, melhor coordenação e compatibilidade de incentivos entre ambas as cadeias energéticas de gás e eletricidade para contratos por disponibilidade sazonal e inflexível. Estes seriam capazes de minorar os custos de transação envolvidos na comercialização de energia ao garantirem ao fornecedor de gás maior previsibilidade de venda e, concomitantemente, garantir ao SEB uma energia de menor custo, com baixo risco de suprimento e flexibilidade de despacho termoelétrico no período úmido.

A geração termoelétrica deverá ganhar espaço crescente no parque gerador elétrico brasileiro, desempenhando um papel de **complementação energética** no período seco. O *timing* e a velocidade dessa mudança ainda não estão perfeitamente claros. Contudo, a forma como estão arranjos os mecanismos de expansão do parque gerador – formato de leilões e contratos – coloca importantes barreiras que **deverão ser superadas se for realmente desejado buscar expansão da geração com modicidade tarifária, em especial no que diz respeito à termoeletricidade**. Dito isso, essa pesquisa se encerra com a esperança de ter iluminado e contribuído para o debate dessa importante problemática, vista como fundamental para o uso estratégico e integrado dos recursos energéticos de nosso país.

CONCLUSÃO

Reformas competitivas marcaram os setores de infraestrutura a partir da década de 80, rompendo com a organização industrial vertical tradicional. A desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição veio acompanhada, na maioria dos casos, de privatização de empresas públicas – excetuando o modelo americano já privatizado – e de novos modelos regulatórios. Argumentou-se que sob um contexto de forte penetração do pensamento neoliberal, a inserção de competição e eliminação das barreiras à entrada foram os pontos basilares das reformas de diversos setores de infraestrutura ao redor do mundo. No Brasil, percebeu-se movimento semelhante iniciado pela Reforma Liberal do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) nos anos 90, acompanhada de programas de privatização de empresas estatais tipicamente monopolistas de setores de infraestrutura. A crise deste modelo em 2001/2002 deu lugar a um marco regulatório-institucional que buscou retomar o planejamento do setor, rearranjando para isso toda a estrutura de comercialização de energia.

Foi a partir deste pano de fundo que a presente pesquisa buscou construir seus questionamentos, fazendo um recorte analítico no segmento de geração do SEB ao longo do Novo Modelo de 2004, mais especificamente na performance dos Leilões de Energia Nova (LENs) para termoeletricidade. Qualquer que seja a análise desenvolvida sobre o tema, é fundamental levar em conta as características do SEB, tendo em vista suas inúmeras peculiaridades. Ao longo da pesquisa, assumiu-se a premissa de que a ampliação da termoeletricidade na geração elétrica brasileira é uma mudança estrutural em curso e irreversível. O crescimento da demanda não acompanha a construção de novos reservatórios com capacidade de regularização plurianual do consumo. A expansão do parque hídrico baseado em usinas a fio d'água que só gerarão energia no período úmido, irá requerer **complementação** por outras fontes de energia, de preferência com alto grau de despachabilidade.

A pesquisa se propôs a avaliar os LENs sob duas frentes distintas e talvez, em alguns momentos, o foco analítico possa ter pendulado mais para um lado do que o outro. No que diz respeito ao LEN enquanto mecanismo competitivo, os desenhos desses leilões foram avaliados sob a luz das prescrições da Teoria de Leilões e considerados, de forma geral, adequados em promover a competição entre os participantes, estimular a entrada de competidores no setor e evitar a colusão, contribuindo assim para a modicidade tarifária ao consumidor final. Foram feitas comparações entre o caso brasileiro e os resultados dos

principais teoremas e desenvolvimentos da teoria. A análise mais profunda foi dificultada pela literatura ainda infante acerca do assunto e pela sofisticação do desenho de leilão adotado no Brasil.

Ao longo da pesquisa, amplo destaque foi destinado aos leilões enquanto instrumento de planejamento energético. Sob esta ótica, constatou-se que os LENs apresentam importantes fragilidades, com destaque à metodologia de ranqueamento dos projetos termoelétricos (Índice Custo-Benefício) e ao desenho contratual (contrato por disponibilidade) colocado às termoelétricas. Ambas as questões impedem o desenvolvimento do parque gerador elétrico na direção de um planejamento energético pensado de forma estratégica e integrada. Esse debate é fundamental para que a necessária expansão do parque termoelétrico seja feita de forma eficiente e alinhada aos objetivos do Novo Modelo, a saber: expansão da geração com modicidade tarifária. Além disso, os custos de transação nas relações entre consumidores de energia elétrica, termoelétricas e fornecedores de combustível devem ser minorados, melhorando a coordenação entre tais agentes.

A dificuldade em avaliar os projetos sob uma mesma métrica, como se propõe o ICB, resulta das particularidades de operação de cada unidade de geração, das características da cadeia de valor da indústria responsável pelo fornecimento do combustível, do nível de emissões de carbono de cada combustível e tecnologia, do risco cambial e de preço dos combustíveis. O desafio é extremamente difícil e, portanto, não surpreende o fato de o ICB apresentar tantas falhas metodológicas. Existe grande dificuldade em definir um mecanismo capaz de capturar os benefícios e custos reais de cada projeto participante do leilão, *vis-à-vis* a diversidade e as especificidades dos empreendimentos concorrentes e das fontes energéticas. Ficou claro que o ICB e os contratos por disponibilidade criam um viés de seleção a favor de empreendimentos não muito alinhados às necessidades presentes e futuras do SEB e ainda impõe severas dificuldades, principalmente logísticas, às cadeias de suprimento de combustível.

Quanto à modalidade contratual atualmente utilizada, a avaliação feita sugere que os contratos por disponibilidade – atualmente em prática na comercialização de termoeletricidade – não permitem que a termoeletricidade se expanda de forma eficiente, por impor ao fornecedor de combustível uma flexibilidade divergente à *rationale* econômica que condiciona a indústria de óleo e gás. Conclui-se que essas barreiras, especialmente de cunho contratual, exigem novos arranjos que reduzam a incerteza do despacho e, por conseguinte, o impacto dessa incerteza sobre a cadeia de valor dos fornecedores do insumo energético.

Após apresentar algumas alternativas de modalidades contratuais, uma análise integrada da indústria de energia sugere que contratos por disponibilidade com cláusulas de **inflexibilidade sazonal** e de **disponibilidade sazonal** sejam mais adequados ao SEB e às cadeias de suprimento de combustível, em especial a indústria de gás natural. Considerando a evolução destes setores, ambos os contratos tendem a se tornar ainda mais atrativos no médio prazo.

Sendo os Leilões de Energia Nova e os Contratos de Comercialização em Ambiente Regulado peças fundamentais no funcionamento do atual marco regulatório que objetiva a expansão com modicidade tarifária, é mister que estes sejam revisados. Enquanto mecanismo competitivo, percebeu-se que, de uma forma geral, o atual formato incita a competição, dificulta a colusão e é eficiente em atrair empreendedores. Contudo, os LENs avaliados enquanto instrumento de política energética carecem de aperfeiçoamentos e esta pesquisa buscou elucidar as principais questões que, no momento, se fazem premente.

Esta pesquisa de forma alguma almeja que as questões aqui abordadas esgotem o tema proposto. Interessantes temas de extensão a esta pesquisa se descortinam quase que naturalmente, como:

- (i) O impacto na discussão contratual proposta nesta pesquisa diante de um cenário de grande crescimento da oferta futura de gás e da maior abertura da indústria gasífera a partir da Lei do Gás nas questões aqui suscitadas;
- (ii) Investigar, a partir de simulações no Newave, o comportamento do parque gerador térmico futuro em distintos cenários de modalidade contratual;
- (iii) Estender a análise, limitada ao gás no âmbito desta pesquisa, do impacto do contrato por disponibilidade em outras cadeias energéticas;
- (iv) Análise sistêmica do formato de leilão, isto é, formular modelagem do desenho dos LENs para avaliar seus atributos em conjunto, melhor compreendendo o comportamento estratégico de *bidders*. Ainda no que se refere aos leilões, correlacionar o mercado de eletricidade e os resultados dos LENs a fim de se comprovar a tese de que o desenho atual não favorece a concentração industrial.

Apesar de lançada ampla agenda sugestiva para pesquisas futuras, espera-se que este trabalho tenha contribuído para o debate acadêmico com mais respostas que perguntas. A essência da abordagem aqui desenvolvida se sustentou na crença de que, ao menos no caso dos leilões de eletricidade no Brasil, o ambiente técnico-econômico-institucional coloca as condições de contorno dos arranjos contratuais. Estes contratos devem idealmente buscar a coordenação – da forma mais fluída e harmoniosa possível – das transações entre os agentes

da indústria. Dito isso, esse trabalho se encerra chamando a atenção para a necessidade de se questionar a eficiência de mecanismos de mercado em ambientes econômicos complexos, com significantes custos de transação e repleto de externalidades, como os são as indústrias de rede. A opção pela coordenação econômica regida por uma estrutura de governança de mercado implica em custos – *marketing costs* segundo Coase (1937) – que devem ser mapeados e mitigados para melhor alinhamento dos interesses dos agentes intra e inter-setoriais.

Anexo A – Modelo Simétrico de Valores Privados Independentes

Apresentam-se os modelos discutidos na seção 1.3 em suas versões simplificadas, ou seja, com as seguintes hipóteses simplificadoras:

- (i) Leilão de um único objeto;
- (ii) Jogadores com valores privados e neutros ao risco, isto é, são indiferentes entre uma loteria que pague um valor esperado de x e receber x com total certeza;
- (iii) Agentes têm total conhecimento do formato e regras do leilão, só desconhecendo a valoração feita pelos demais jogadores;
- (iv) Não existem restrições do tipo orçamentárias que condicionem as estratégias dos agentes;
- (v) O número de jogadores é informação compartilhada por todos.

A seguir, formula-se o problema em busca de um equilíbrio de estratégias, diagnosticando a eficiência de cada modelo de leilão e analisando a receita esperada pelo leiloeiro. A prova se fundamentou no trabalho de Menezes e Monteiro (2005).

Para facilitar a exposição, sempre será considerado um leilão de venda por preço onde o leiloeiro oferta uma determinada quantidade do produto e os licitantes realizam *bids* de preço. No entanto, certamente os resultados aqui apresentados serão diametralmente idênticos para o caso de leilões de compra (reverso).

Com intuito de formular o Modelo Simétrico de Valores Independentes Privados para um único objeto, primeiramente vale definir algumas notações. Considere n licitantes, onde cada licitante i valora o objeto por x_i – ou seja, este será o máximo valor que um jogador estará disposto a pagar pelo objeto. Para todos os jogadores, isso é feito por meio de uma mesma função crescente de probabilidade $F(\cdot)$ em algum intervalo $[0, z]$ e cuja função de densidade f correspondente tenha suporte em \mathfrak{R}_+ . Em qualquer situação, assuma que $E(x_i) < \infty$. A estratégia de um licitante pode ser descrita por uma função $\beta : [0, z] \rightarrow \mathfrak{R}_+$ que relaciona o *bid* escolhido a partir de determinada valoração do bem.

Leilão de Primeiro Preço

Sejam Player1 e Player2 dois jogadores quaisquer. Do ponto de vista do Player1, suponha que ele tenha uma valoração $x = x_1$ e um *bid* de $\beta_1 = \beta(x_1)$, acreditando que os demais *players* sigam a regra $\beta(\cdot)$ para formular suas estratégias. O jogador i , $i = 2, 3, 4, \dots, n$,

terá valoração x_i e dará lance $\beta_i = \beta(x_i) = b_i$. Logo, para $i \geq 2$, se o Player1 der o *bid* b_1 ele ganhará o objeto se $b_1 > b_i$, ou equivalentemente se $b_1 > \max\{b_2, \dots, b_n\}$. É claro que se $b_1 < \max\{b_2, \dots, b_n\}$ o Player1 perde o objeto. Para simplificar, suponha que se houve *bids* iguais, ou seja, $b_1 = \max\{b_2, \dots, b_n\}$ o objeto simplesmente não seja vendido. Então, a função de *pay off* P_1 do Player1 se dá da seguinte forma:

$$P_1 = \begin{cases} x_1 - b_1 & \text{se } b_1 > \max\{b(x_2), \dots, b(x_n)\} \\ 0 & \text{se } b_1 \leq \max\{b(x_2), \dots, b(x_n)\} \end{cases}$$

O lucro esperado Π_1 deste *player* será dado por:

$$\begin{aligned} \Pi_1(b_1) &= \Pi_1(x_1, b_1, \beta(\cdot)) = (x_1 - b_1) \cdot \Pr(b_1 > \max\{\beta(b_2), \dots, \beta(b_n)\}) \\ &= (x_1 - b_1) \cdot \Pr(b_1 > \beta(b_2), \dots, b_1 > \beta(b_n)) \end{aligned}$$

Assuma que a função $\beta(\cdot)$ seja estritamente crescente e diferenciável, dentro do domínio $\beta([0, \bar{x}]) = [\underline{b}, \bar{b}]$. Assim, o jogador nunca dará um lance maior que \bar{b} , pois levaria o objeto de qualquer forma com \bar{b} . Qualquer *bid* menor que \underline{b} será um lance perdedor. Sem perda de generalidade, pode-se dizer que $b_1 \in [\underline{b}, \bar{b}]$ e existe $y \in [0, \bar{x}]$: $\beta(y) = b_1$.

Dito isso, podemos reformular o problema do Player1 como equivalente a escolher um $y \in [0, \bar{x}]$ que maximize sua utilidade esperada no equilíbrio:

$$\bar{\Pi}_1(y) = \Pi_1(\beta(y)) = (x_1 - \beta(y)) \cdot \Pr(\beta(y) > b_2, \dots, \beta(y) > b_n)$$

Utilizando o fato de $\beta(\cdot)$ ser uma função estritamente crescente e que, em equilíbrio, todos os jogadores seguirão a mesma estratégia, visto que todos estarão diante do mesmo problema de maximização, podemos escrever:

$$\bar{\Pi}_1(y) = (x_1 - \beta(y)) \cdot \Pr(y > x_2, \dots, y > x_n)$$

Partindo da hipótese feita de que as valorações x_i 's feitas pelos participantes do leilão são variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas seguindo a distribuição de probabilidade $F(\cdot)$, podemos escrever o seguinte:

$$\bar{\Pi}_1(y) = \Pi_1(\beta(y)) = (x_1 - \beta(y)) \cdot \Pr(y > x_2) \cdot \dots \cdot \Pr(y > x_n) = (x_1 - \beta(y)) \cdot F(x)^{n-1}$$

Por construção, num equilíbrio simétrico, o lucro esperado do Player1 será maximizado quando $y = x_1$. Logo, a condição de primeira ordem desse problema de otimização será $\bar{\Pi}_1(x_1)' = 0$.

Derivando,

$$\bar{\Pi}_1(y) = (x_1 - \beta(y)) \cdot (n-1) \cdot f(y) \cdot F(y)^{n-2} - \beta(y)' \cdot F(y)^{n-1}$$

Substituindo $\bar{\Pi}_1(x_1)' = 0$ e $y = x_1$,

$$\beta(x_1)' \cdot F(x_1)^{n-1} = (x_1 - \beta(x_1)) \cdot (n-1) \cdot f(x_1) \cdot F(x_1)^{n-2}$$

É possível resolver a equação diferencial acima primeiramente reescrevendo uma nova expressão utilizando a equação diferencial e a equação abaixo.

$$(\beta(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1})' = \beta(x_1)' \cdot F(x_1)^{n-1} + \beta(x_1) \cdot (n-1) \cdot f(x_1) \cdot F(x_1)^{n-2}$$

E então, obtém-se:

$$(\beta(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1})' = x_1 \cdot (n-1) \cdot f(x_1) \cdot F(x_1)^{n-2}$$

Pelo Teorema Fundamental do Cálculo:

$$\beta(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1} = \int_0^{x_1} y \cdot (n-1) \cdot f(y) \cdot F(y)^{n-2} dy + c, \text{ onde } c \text{ é a constante de integração.}$$

Fazendo $x_1 \rightarrow 0$, o lado esquerdo da equação se anula, pois $\beta(\cdot)$ é uma função limitada. Logo, $c = 0$ e a estratégia de equilíbrio simétrico até então se configura como:

$$\beta^*(x_1) = \begin{cases} \frac{(n-1) \int_0^{x_1} y \cdot f(y) \cdot F(y)^{n-2} dy}{F(x_1)^{n-1}} & \text{se } 0 < x_1 < \bar{x}_1; \\ 0 & \text{se } x_1 = 0. \end{cases} \quad (\text{Equação X1})$$

Com alguma álgebra é possível comprovar que $\beta(x_1)$ é contínua, bastando para isso comprovar para o caso $x_1 = 0$. Note que quando $x_1 > 0$,

$$\beta^*(x_1) = \frac{(n-1) \int_0^{x_1} y \cdot f(y) \cdot F(y)^{n-2} dy}{F(x_1)^{n-1}} < \frac{(n-1) \int_0^{x_1} x_1 \cdot f(y) \cdot F(y)^{n-2} dy}{F(x_1)^{n-1}} = x_1$$

Assim, $\beta(x_1)$ é contínua no ponto zero e conseqüentemente em qualquer outra região.

Mas, será que de fato β^* é um equilíbrio? Das equações anteriores temos que,

$$\bar{\Pi}_1(y) = (x_1 - \beta(y)) \cdot (n-1) \cdot f(y) \cdot F(y)^{n-2} - \beta(y)' \cdot F(y)^{n-1} = (x_1 - y) \cdot (n-1) \cdot f(y) \cdot F(y)^{n-2}$$

Assim, se $y < x_1 \Rightarrow \bar{\Pi}_1(y) > 0$. Se $y > x_1 \Rightarrow \bar{\Pi}_1(y) < 0$. Fica claro que $y = x_1$ maximiza a utilidade esperada.

A Equação X1 traz consigo uma interpretação de revelação informacional. O lance de equilíbrio de um *player* com valoração x_1 é igual ao valor esperado do indivíduo com

segunda maior avaliação condicionado ao fato de x_1 ser o maior lance. Em outras palavras, se a valoração do Player1 por determinado objeto é a maior dentre a de todos os demais *players*, num equilíbrio simétrico é suficiente para ele dar um *bid* justamente o suficiente para que desclassificar o oponente com o segundo maior lance.

A estratégia de *bid* no equilíbrio (β^*) é crescente diante de variações na valoração do bem (x_i)? Diferenciando a Equação X1, obtém-se que $\beta^*(x_i) < x_i$ e $\beta^*(x_i)' > 0$. O montante $x_i - b_i^*$ nos diz em quanto o jogador reduz, no equilíbrio, seu *bid* em comparação à sua valoração. Com alguma álgebra, chega-se a esse montante:

$$\varphi = \int_0^{x_1} \left(\frac{F(y)}{F(x_1)} \right)^{n-1} dx$$

O mais interessante desse resultado é que ele indica que à medida que se aumenta o número de participantes do leilão, mais próximo o lance de cada jogador estará da valoração feita *ex ante*.

O comportamento estratégico dos participantes do leilão foi descrito acima. Mas, qual a receita esperada pelo leiloeiro (vendedor)? Intuitivamente, ela será o valor esperado do maior lance dentre todos os participantes, ou seja,

$$R^{1^\circ \text{preço}} = E[\max\{\beta^*(x_1), \dots, \beta^*(x_n)\}] = E[\beta^*(\max\{x_1, \dots, x_n\})]$$

Para o vendedor todos os jogadores são, ex ante, indiferenciáveis e, de fato, por construção teórica têm valoração sujeita à mesma função de probabilidade $F(\cdot)$. Logo, com algum conhecimento em probabilidade a equação anterior pode ser escrita como,

$$R^{1^\circ \text{preço}} = \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot \beta^*(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1} \cdot f(x_1) dx_1 \quad (\text{Equação X2})$$

Foi mostrado ao longo da seção 1.3 que os leilões de primeiro preço e o holandês são estrategicamente equivalentes. Considerando as mesmas notações anteriormente definidas, suponha agora que num leilão do tipo holandês existe o conjunto $(\beta_1^*, \beta_2^*, \dots, \beta_n^*)$ de estratégias de lance e que a estratégia $\beta_1^*(x_1) = b_1^*$ leve ao *bid* mais alto. No leilão de primeiro preço, enquanto o Player1 ganhava o objeto e seu lucro era de $x_1 - b_1^*$, o lucro de todos os demais participantes era zero. Diante do desenho proposto pelo leilão holandês, se o Player1 parar aceitar o preço b_1^* anunciado pelo leiloeiro, seu lucro será de $x_1 - b_1^*$ e dos demais *players* será nulo. Note que escolhemos o Player1 arbitrariamente. A ideia para finalizar a prova da equivalência estratégica entre ambos os leilões é que para qualquer *player* escolhido

que tenha o maior preço de lance, mantendo o mesmo perfil de estratégias, esse perfil garantirá o mesmo lucro a todos os jogadores. Além da equivalência relacionada à estratégia dos jogadores, pode-se garantir que ambos os formatos de leilão levam à mesma receita esperada, dada pela Equação X2.

Leilão de Segundo Preço

Como dito anteriormente, nessa modalidade de leilão, cada jogador submete seu lance simultaneamente aos demais, sem observar os *bids* alheios. Na exposição que se segue, procura-se comprovar o insight de Vickrey (1961) de que em leilões como esse será do interesse de cada *player* dar um lance igual à sua valoração pelo bem.

Antes são necessárias algumas definições. Uma estratégia $b_i \in [0, \bar{x}]$ será uma estratégia dita dominante para o Player i se $\Pi_i(x_i, b_i, b_{-i}) \geq \Pi_i(x_i, \hat{b}_i, b_{-i})$, para todo $\hat{b}_i \in [0, \bar{x}]$ e todo $b_{-i} \in [0, \bar{x}]^{n-1}$. Em palavras, uma estratégia é definida como dominante para o Player i se ela maximiza seu lucro esperado para qualquer que seja a estratégia adotada pelos demais licitantes.

Assim, um equilíbrio em estratégia dominante se daria quando todos os participantes do leilão estivessem dando *bids* iguais às valorações de suas estratégias dominantes individuais. Formalmente, o conjunto de estratégias (b_1^*, \dots, b_n^*) é dito um equilíbrio em estratégias dominantes se b_i^* é estratégia dominante para cada Player i , $i = 1, 2, \dots, n$. Claramente, esse equilíbrio definido acima equivale ao equilíbrio de Nash⁵⁰. Mas, dar como lance a verdadeira valoração pelo objeto é uma estratégia dominante em leilões do tipo Vickrey?

Novamente, parte-se da observação estratégica do Player1 que tem valoração igual a x_1 . Defina \hat{b} como o maior lance dentre os demais *players* $2, 3, \dots, n$. Primeiramente, assuma que o Player1 dê um lance $b_1 < x_1$. Se $b_1 > \hat{b}$, o Player1 ganha o objeto e ganharia também se tivesse dado o lance x_1 . Se $b_1 < \hat{b} < x_1$, o Player1 perde o leilão, mas ganharia se desse como lance sua própria valoração (ou seja, $b_1 = x_1$), obtendo lucro esperado de $x_1 - \hat{b}$. Dar um lance abaixo de sua valoração x_1 não traria nenhum lucro adicional, com possibilidade de perda. Ou seja, nesse caso seu lucro esperado diminuiria com um lance $b_1 < x_1$.

⁵⁰ Note que o contrário não é necessariamente válido.

Suponha agora que o Player1 dê um lance $b_1 > x_1$. Se $b_1 < \hat{b}$, este jogador perde o leilão, assim como perderia se tivesse feito o lance x_1 . Entretanto, se $x_1 < \hat{b} < b_1$, o Player1 ganha o objeto, mas paga mais pelo bem do que o valor que lhe é atribuído. Nesse caso, pode-se dizer que ele perde (ou deixa de ganhar) $\hat{b} - x_1$. Conclui-se que lances maiores que sua valoração não trazem ganhos adicionais; pelo contrário, trazem perdas potenciais, pois seu lucro esperado reduz com um lance $b_1 > x_1$.

Mas dar como lance $b_1 = x_1$, isto é, a estratégia “dizer a verdade” no leilão é um equilíbrio de Nash? O Player1, buscando maximizar seu lucro, fará $b_1 = x_1$ dado que os *players* $2, 3, \dots, n$ sigam alguma estratégia $\beta(\cdot)$. A função do lucro esperado do Player1 pode ser escrita como $\Pi_1(x_1, b_1, \beta_1) = E[(x_1 - Z) \cdot I_{b_1 > Z}]$, onde $I_{b_1 > Z}$ é um indicador binário que assume valor 1 quando $b_1 > Z$ e valor 0, caso contrário. Defina ainda Z como a maior valoração dentre os *players* $2, 3, \dots, n$. Assuma que o Player1 receba o objeto em casos de *bids* empatados⁵¹.

Essa equação diz que o lucro esperado do Player1 será a diferença entre sua valoração e o segundo maior *bid*, quando seu *bid* for maior que os lances dos demais *players*. A distribuição do maior entre as $n-1$ amostras segue uma distribuição $F(x)^{n-1}$. Aplicando o valor esperado da expressão anterior obtém-se:

$$\Pi_1(x_1, b_1, \beta_1) = \int_0^{b_1} (n-1) \cdot (x_1 - x) \cdot f(x) \cdot F(x)^{n-2} dx$$

O problema do Player1 pode ser descrito como uma escolha de b_1 que maximize a expressão anterior. Suponha primeiro que $b_1 < x_1$. Então se b_1 é crescente em x_1 , então a integral da equação passada aumenta pelo montante $\int_{b_1}^{x_1} (n-1) \cdot (x_1 - x) \cdot f(x) \cdot F(x)^{n-2} dx$.

Isso será verdade se $b_1 < x < x_1$ implicar que $x_1 - x > 0$. O oposto ($x_1 - x < 0$) ocorrerá quando $b_1 > x_1$. Como resultado, o *bid* maximizador do lucro esperado será $b_1 = x_1$.

E o que esperar da renda gerada pelo leilão de segundo preço? Considerando que cada jogador dará como lance seu valor verdadeiro – já que este é um equilíbrio de Nash – a renda esperada será o valor esperado da segunda maior valoração. Com conceitos de probabilidade estatística, chega-se ao resultado de que a probabilidade de que o segundo maior valor dentre

⁵¹ No caso de considerar o mesmo critério de desempate da demonstração para leilões de primeiro preço, permanecem válidas as conclusões aqui encontradas para o caso dos leilões de segundo preço.

n amostras partindo de uma distribuição fixa seja menor que um valor x é igual a $F(x)^n + n \cdot F(x)^{n-1}[1 - F(x)]$.

A intuição da expressão acima é a seguinte: o primeiro termo se refere à probabilidade de que todas as amostras sejam menores que x ; o segundo denota a probabilidade de que x seja o segundo maior valor (considerando que existem n maneiras de escolher a maior valoração, $F(x)^{n-1}$ representa a probabilidade de que $n-1$ valorações sejam menores que x , e $1 - F(x)$ de exatamente uma valoração ser maior que x). Conseqüentemente, a função densidade da segunda maior valoração será $n \cdot (n-1) \cdot F(x)^{n-2} \cdot [1 - F(x)] \cdot f(x)$ e a receita esperado do leilão de segundo preço igual a

$$R^{2^\circ} = \int_0^{\bar{x}} n \cdot (n-1) \cdot x \cdot F(x)^{n-2} \cdot [1 - F(x)] \cdot f(x) dx \quad (\text{Equação X3})$$

Para mostrar a equivalência do leilão de segundo preço com o leilão inglês, considere uma versão do leilão inglês onde cada jogador mantenha pressionado um botão enquanto os preços vão subindo continuamente. Quando o jogador desiste, ele despressiona o botão. O leilão acaba quando só restar um licitante apenas com o botão pressionado. Este participante, então, será o vencedor e pagará pelo objeto o lance do último bidder a despressionar o botão.

Uma estratégia num jogo como esses seria uma função $\beta(\cdot)$ definida no intervalo $[0, \bar{x}]$ com imagem nos números reais não-negativos. A função define a que preço o licitante solta o botão.

Imagine um conjunto de estratégias $(\beta(\cdot), \dots, \beta(\cdot)) = (x_1, \dots, x_n)$. Suponha que $\beta(x_1)$ seja o maior lance e que $\beta(x_2)$ seja o segundo maior. Num leilão de segundo preço nessas circunstâncias, o Player1 venceria e teria um lucro de $x_1 - x_2$. Já os *players* 2, 3, ..., n teriam lucro 0. No leilão inglês, como definido no parágrafo anterior, o Player1 seria o último a pressionar o botão, enquanto o Player2 soltaria o botão quando o preço atingisse o patamar x_2 . Similarmente, o Player1 teria um lucro de $x_1 - x_2$, enquanto os demais teriam lucro 0. A escolha do Player1 e 2 foi arbitrária, de modo que se ambos os leilões (segundo preço e inglês) compartilharem o mesmo conjunto de estratégias, o lucro de cada participante em cada caso será exatamente o mesmo. Somado a isso, a receita esperada em ambos os leilões será dada pela Equação X3. Dessa forma, os leilões de segundo preço e inglês são estrategicamente equivalentes.

Anexo B – Teorema da Equivalência de Receitas

O Teorema da Equivalência de Receitas (TER), é um subproduto do Teorema do Envelope. A prova direta do teorema pode ser obtida diretamente a partir da comparação das expressões X2 e X3 apresentadas no Anexo A.

Como vimos, a receita esperada dos leilões do tipo Holandês e de primeiro preço é dada pela equação abaixo

$$R^{1^\circ} = \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot \beta^*(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1} \cdot f(x_1) dx_1$$

Rearranjando e integrando por partes obtemos

$$\begin{aligned} &= \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot f(x_1) [\beta^*(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1}] dx_1 = n \cdot F(x_1) \beta^*(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1} \Big|_0^{\bar{x}_1} - \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot f(x_1) [\beta^*(x_1) \cdot F(x_1)^{n-1}] dx_1 \\ &= n \cdot \beta^*(\bar{x}_1) - \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot (n-1) \cdot f(x_1) \cdot x_1 \cdot F(x_1)^{n-1} dx_1 \end{aligned}$$

Utilizando a equação X1 que descreve a estratégia $\beta^*(.)$ num equilíbrio simétrico, temos

$$\begin{aligned} &= n \cdot (n-1) \cdot \int_0^{\bar{x}_1} x_1 \cdot f(x_1) \cdot F(x_1)^{n-2} dx_1 - \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot (n-1) \cdot f(x_1) \cdot x_1 \cdot F(x_1)^{n-1} dx_1 \\ &= \int_0^{\bar{x}_1} [n \cdot (n-1) \cdot x_1 \cdot f(x_1) \cdot F(x_1)^{n-2} - n \cdot (n-1) \cdot f(x_1) \cdot x_1 \cdot F(x_1)^{n-1}] dx_1 \\ &= \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot (n-1) \cdot x_1 \cdot f(x_1) \cdot F(x_1)^{n-2} [1 - F(x_1)] dx_1 = R^{2^\circ} \end{aligned}$$

E o que aconteceria se o número de participantes aumentasse? Como a adição de mais um jogador não diminui a segunda maior valoração (inclusive, podendo aumentá-la), os lucros esperados devem aumentar quando se aumenta o número de licitantes. Abaixo a prova.

Reescrevendo a receita esperada em função do número de participantes n , temos:

$$\begin{aligned} R^{2^\circ} &= \int_0^{\bar{x}_1} n \cdot (n-1) \cdot x_1 [F(x_1)^{n-2} - F(x_1)^{n-1}] f(x_1) dx_1 \\ &= \int_0^{\bar{x}_1} x_1 [n \cdot F(x_1)^{n-1} - (n-1) \cdot F(x_1)^n] dx_1 \\ &= \bar{x}_1 - \int_0^{\bar{x}_1} [n \cdot F(x_1)^{n-1} - (n-1) \cdot F(x_1)^n] dx_1 \end{aligned}$$

Agora, se $h(n) = -[n \cdot F(x_1)^{n-1} - (n-1) \cdot F(x_1)^n]$ nós temos:

$$\begin{aligned}
&= -\left((n+1)F(x_1)^n - nF(x_1)^{n+1}\right) + \left(nF(x_1)^{n-1} - (n-1)F(x_1)^n\right) \\
&= nF(x_1)^{n+1} - 2nF(x_1)^n + nF(x_1)^{n-1} \\
&= nF(x_1)^{n-1}(F(x_1)-1)^2 \geq 0
\end{aligned}$$

Assim, segue que $R^2 = \int h(n)dx_1$ é estritamente crescente em n . Logo, um possível corolário do TER seria que *a receita esperada pelo vendedor/leiloeiro em qualquer um dos quatro tipos básicos de leilão aumenta com o número de participantes.*

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Araújo, J. L. d. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: Reforma e crise. *Anpec*. Salvador, 2001.
- Araújo, J. L. R. H. d. *et al.* Energy contracting in Brazil and electricity prices. *International Journal of Energy Sector Management*, v. 2, n. 1, p. 36-51, 2008.
- Bezerra, B. V. *et al.* A eficiência do ICB como indicador do resultado correto do leilão de contratos por disponibilidade. *XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Recife, 2009.
- Bicalho, R. Premissas para uma política energética no Brasil. In: BICALHO, R. *et al* (Ed.). *Ensaio sobre Política Energética*. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2007.
- Bouttes, J.-P.; Leban, R. Competition and regulation in Europe's network industries from theoretical approach to sectorial application. *Utilities Policy*, v. 5, n. 2, p. 127-146, 1995.
- BP. *Statistical Review of World Energy June 2010*. London: BP, 2010.
- Brandão, R. *et al.* Evolution of the Brazilian Electricity Matrix: A Study of the Natural Gas Thermolectricity Viability. *33rd International Association for Energy Economics Conference*. Rio de Janeiro: IAEE, 2010.
- Carneiro, M. C. F. *Os leilões de longo prazo do novo mercado elétrico brasileiro*. (2006). 208 f. (Mestrado) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- Castro, N. d.; Brandão, R. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. Rio de Janeiro: UFRJ/IE/GESEL, Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 16. 2010.
- Castro, N. J. d. *O Setor de Energia Elétrica no Brasil: A Transição da Propriedade Privada para a Propriedade Pública (1945-1961)*. (1985). (Mestrado em Economia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1985.
- Castro, N. J. d. *et al.* *Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: UFRJ/IE/GESEL, Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 15. 2010a.
- Castro, N. J. d. *et al.* *O risco financeiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: UFRJ/IE/GESEL, Textos de Discussão do Setor Elétrico Brasileiro nº 17. 2010b.
- Castro, N. J. d. *et al.* *Problemas no cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova*. Rio de Janeiro: UFRJ/IE/GESEL, Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 20. 2010c.

Cezario, A. P. *Análise de leilões no setor elétrico: energia e transmissão*. (2007). (Mestrado em Engenharia de Produção) - Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2007.

Chan, C. *et al.* *The role of auctions in allocating public resources*. Australian Productivity Commission. Melbourne. 2003

Che, Y.-K. Design competition through multidimensional auctions. *RAND Journal of Economics*, v. 24, n. 4, p. 668-680, 1993.

Coase, R. H. The nature of the firm. *Economica*, v. 4, n. 16, 1937.

Correia, T. B. Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado. *Revista Economia*, v. 7, n. 3, p. 607-627, 2006.

Correia, T. B. *et al.* Análise e avaliação teórica dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes no Brasil. *Revista Economia*, v. 7, n. 3, p. 509-529, set/dez 2006.

Costa, R. C. d.; Pierobon, E. C. Leilões de Energia Nova: Análise da sistemática e dos resultados. *Revista BNDES Setorial*, v., n. 27, p. 39-58, mar 2008.

d'Araújo, R. P. *Setor Elétrico Brasileiro: Uma aventura mercantil*. Brasília: Confea, 2009.

Demsetz, H. Why regulate utilities? *Journal of Law and Economics*, v. 11, n. 1, p. 55-65, 1968.

Dutra, J.; Menezes, F. Lessons from the electricity auctions in Brazil. *The Electricity Journal*, v. 18, n. 10, p. 11-21, dez 2005.

Economides, N. The economics of networks. *International Journal of Industrial Organization*, v. 14, p. 673-699, 1996.

Engelbrecht-Wiggans, R. *et al.* Market Design for Procurement: Empirical and theoretical investigation of buyer-determined multi-attribute mechanisms. 2005.

Empresa de Pesquisa Energética. *Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo*. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Planejamento Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*. Rio de Janeiro: EPE, 2009.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Planejamento Decenal de Expansão de Energia 2019*. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

Food and Agriculture Organization of the United Nations. *Review of World Water Resources by Country*. Rome: FAO, 2003.

Farrer, T. H. *The State in its regulation to trade*. Londres: MacMillan, 1902.

Fehr, N.-H. v. d. *et al.* *Comments on the proposed electricity contract auctions in Brazil*. Relatório encomendado por Cemig, 2004

Filho, D. d. S. *et al.* *Competição artificial nos leilões de energia nova*. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife, Brasil, 2009.

Fittipaldi, E. H. D. *Leilões de comercialização de energia elétrica: Um modelo para o mercado regulado brasileiro*. (2005). (Doutor em Engenharia de Produção) - Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

Glachant, J.-M. Why Regulate Deregulated Network Industries? *Journal of Network Industries*, v. 3, n. 3, p. 297-311, 2002.

Hunt, S. *Making competition work in electricity*. New York: J. Wiley, 2002.

Hunt, S.; Shuttleworth, G. *Competition and choice in electricity*. Chichester, U.K. ; New York: John Wiley & Sons, 1996.

Intergovernmental Panel on Climate Change. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. 2006.

Joskow, P. Inflation and Environmental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation. *Journal of Law and Economics*, v. 17, n. 2, p. 291-327, 1974.

Joskow, P. Regulatory failure, regulatory reform, and structural change in the electrical power industry. *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*, v., p. 125-199, 1989.

Joskow, P. Introducing competition into regulated network industries: From hierarchies to markets in electricity. *Industrial and Corporate Change*, v. 5, n. 2, 1996.

Joskow, P. Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector. *The Journal of Economic Perspectives*, v. 11, n. 3, p. 119-138, 1997.

Joskow, P. Electricity sector restructuring and competition: a transaction-cost perspective. In: BROUSSEAU, E.; GLACHANT, J.-M. (Ed.). *The economics of contracts: Theories and applications*. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

Joskow, P. Regulation of natural monopolies. In: POLINSKY, A. M.; SHAVELL, S. (Ed.). *Handbook of law and economics*. Amsterdam: Elsevier, 2007.

Klemperer, P. Auctions with almost common values: the “wallet game” and its applications. *European Economic Review*, v. 42, n. 3, 1998.

Klemperer, P. Auction Theory: A guide to the literature. *Journal of Economic Surveys*, v. 13, n. 3, p. 227-286, 1999.

Klemperer, P. What really matters in auction design. *Journal of Economic Perspectives*, v. 16, n. 1, p. 169-189, 2002.

Klemperer, P. Using and abusing economic theory: Lessons from auction design. *Journal of the European Economic Association*, v. 1, n. 2-3, 2003.

Krishna, V. *Auction Theory*. San Diego: Academic Press, 2002.

Leite, A. D. *A Energia do Brasil*. 2. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

Levin, D.; Smith, J. L. Optimal Reservation Prices in Auctions. *Economic Journal*, v. 106, n. 438, p. 1271-1283, 1996.

Levin, D.; Ye, L. Hybrid auctions revisited. *Economics Letters*, v. 99, n. 3, 2008.

Marcu, O. S. *A comparison framework between types of electric system operators. The uniqueness of the Brazilian case in the context of hydro-dominated systems*. (2010). (Mestrado em Economia e Gerenciamento Ambiental) - Faculdade de Economia, Universidade do Porto, Porto, 2010.

Masili, G. S.; Correia, P. B. Teoria dos leilões aplicada à nova configuração do setor elétrico. *III Congresso da Associação Brasileira de Agências de Regulação*. Gramado, 2003.

Masili, G. S. *et al.* Proposta de mecanismo de leilão para formação de preços no mercado spot. *III Congresso da Associação Brasileira de Agências de Regulação*. Gramado, 2003.

Masili, G. S.; Munhoz, F. C. Análise estratégica dos leilões de novos empreendimentos de geração de energia elétrica. *X Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

McAfee, R. P.; McMillan, J. Auctions and bidding. *Journal of Economic Literature*, v. 25, n. 2, 1987.

Meade, R.; O'Connor, S. *Comparison of long-term contracts and vertical integration in decentralised electricity markets*. Fiesole: Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute Working Papers n° 2009/16. 2009.

Melo, E. *et al.* The New Governance Structure of the Brazilian Electricity Industry: How is it possible to introduce market mechanisms? *32nd IAEE International Conference*. São Francisco, 2009.

Menezes, F. M.; Monteiro, P. K. *An introduction to Auction Theory*. New York: Oxford University Press, 2005.

Milgrom, P.; Weber, R. A Theory of Auctions and Competitive Bidding. *Econometrica*, v. 50, n. 5, p. 1089-1122, 1982.

Milgrom, P. R. *Putting auction theory to work*. Cambridge, UK ; New York: Cambridge University Press, 2004.

Moita, R.; Rezende, L. *Quantity-before-price auctions: Evaluating the performance of the brazilian existing energy market*. São Paulo: Ibmec, Ibmec Working Papers n° 149. 2008.

Moreno, R. *et al.* Lessons from five years of experience in energy contract auctions in South America. *33rd IAEE Conference*. Rio de Janeiro, Brasil, 2010a.

Moreno, R. *et al.* Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, v. 38, n. 10, p. 5758-5769, 2010b.

Morey, M. J. *Power Market Auction Design: Rules and lessons in market-based control for the New Electricity Industry*. Washington: Edison Electric Institute, 2001.

Newbery, D. *Issues and options for restructuring electricity supply industries*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge-MIT Institute Working Paper nº 210. 2002.

Newbery, D.; McDaniel, T. *Auctions and trading in energy markets: An economic analysis*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge-MIT Institute Working Paper nº 15. 2002.

Newbery, D. M. G. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1999.

Oliveira, A. d.; Pinto, H. Q. *Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro. Inovações Financeiras e Novo Modo de Organização Industrial*. Rio de Janeiro: Ed. Garamond, 1998.

Oliveira, R. G. d.; Marreco, J. d. M. Natural gas power generation in Brazil: New window of opportunity? *Energy Policy*, v. 34, n. 15, p. 2361-2372, 2006.

Peltzman, S.; Winston, C. *Deregulation of network industries : what's next?* Washington, D.C.: AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies, 2000.

Pinto, C. P.; Walter, A. The potential contribution of thermo power plants in the Brazilian electric sector. In: 22nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization Simulation and Environmental Impact on Energy System, Foz do Iguaçu. 2009.

Pinto, H. Q. *et al.* *Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

Rosa, V. H. A termoeletricidade a gás natural e o futuro da matriz elétrica brasileira - Transição para o quê? *X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. Florianópolis, 2006.

Roxo, L. F. *Credibilidade das reformas: Uma análise do setor elétrico brasileiro*. (2005). (Mestre em Economia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

Santana, E. A.; Oliveira, C. A. d. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil. *Estudos Econômicos FEA/USP*, v. 29, n. 3, p. 367-393, 1999.

Silva, A. J. d. *Leilões de certificados de energia elétrica: Máximo excedente versus máxima quantidade negociada*. (2003). (Mestre em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

Silva, C. P. d. *et al.* O consumo de gás natural no Brasil e sua relação com a geração termoelétrica: Uma visão estatística. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2010, Rio de Janeiro. IBP, 2010.

Simon, H. Theories of decision making in economics and behavioral science. *American Economic Review*, v. 49, n. 3, p. 253-283, 1959.

Simon, H. Rationality as process and as product of thought. *American Economic Review*, v. 68, n. 2, p. 1-16, 1978.

Souza, Z. J. d. *Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: entraves estruturais e custos de transação*. (2003). (Doutorado em Engenharia de Produção) - Departamento de Ciências Exatas e de Tecnologia, Universidade Federal de São Carlos, 2003.

Vickrey, W. Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders. *Journal of Finance*, v., n. 16, p. 8-37, 1961.

Williamson, O. E. *The economic institutions of capitalism*. London: Free Press, 1985.

Williamson, O. E. Comparative economic organization: The analysis of discrete structural alternatives. *Administrative Science Quarterly*, v. 36, n. 2, p. 269-296, 1991.

Williamson, O. E. *The mechanisms of governance*. New York: Oxford University Press, 1996.

Williamson, O. E. The Theory of the Firm as Governance Structure: From Choice to Contract. *Journal of Economic Perspectives*, v. 16, n. 3, p. 171-195, 2002.

Wilson, R. Architecture of Power Markets. *Econometrica*, v. 70, n. 4, p. 1299-1340, 2002.