

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP-FEA-IEE-IF**

ERIK EDUARDO REGO

**PROPOSTA DE APERFEIÇOAMENTO DA METODOLOGIA DOS
LEILÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
AMBIENTE REGULADO: ASPECTOS CONCEITUAIS,
METODOLÓGICOS E SUAS APLICAÇÕES**

**SÃO PAULO
2012**

ERIK EDUARDO REGO

PROPOSTA DE APERFEIÇOAMENTO DA METODOLOGIA DOS LEILÕES DE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE REGULADO:
ASPECTOS CONCEITUAIS, METODOLÓGICOS E SUAS APLICAÇÕES.

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientadora: Prof^a Dr^a Virginia Parente

Versão Corrigida

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO
2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Rego, Erik Eduardo.

Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações / Erik Eduardo Rego; orientadora Virginia Parente. São Paulo, 2012.

248 f.: il.; 30cm.

Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Leilão; 2. Planejamento energético; 3. Comercialização de energia elétrica; 4. Setor elétrico; 5. Regulação.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE – IF

ERIK EDUARDO REGO

“Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações”

Tese defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Profª Drª Virgínia Parente - PPGE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. José Goldemberg - PPGE/USP

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos – EP/USP

Profª Drª Elbia Aparecida Silva Melo – ABEEólica

Prof. Dr. Paulo de Barros Correia - UNICAMP

Dedico este trabalho a Babi.

AGRADECIMENTOS

A Barbara Grings pela enorme paciência, compreensão e apoio durante todo o período de desenvolvimento desta tese. À professora, orientadora e amiga Virginia Parente por todo seu apoio desde o curso de mestrado. Ao professor Dorel Soares Ramos pelas valiosas contribuições. Ao professor Luciano Irineu de Castro pelos ensinamentos transmitidos. À professora Elbia Melo pelos debates enriquecedores. A José Said pela oportunidade. A meus pais pela educação que me deram.

RESUMO

REGO, Erik Eduardo. **Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações**. 2012. 248 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

Este trabalho analisou os leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação regulada no Brasil, realizados entre 2005 e 2011, com o objetivo de propor aperfeiçoamentos em sua metodologia. Para tanto, foram estudadas três linhas de pesquisa: teoria de leilões, internalização (adicionais) de custos não privados (externalidades) e organização de mercados de capacidade. Após a análise dos 21 leilões de novos empreendimentos realizados no período, conclui-se que o desenho do leilão com fase discriminatória final é adequado aos objetivos de modicidade tarifária, mas que também permite melhoras. As fraquezas da sistemática atual identificadas foram: metodologia de contratação termelétrica por disponibilidade, com viés das fontes de maior custo variável unitário, adoção de preço-teto nem sempre adequado, dificuldade em mitigar o exercício de poder de mercado da Eletrobras nos leilões de energia existente e licitação pelo custo econômico privado. De forma a aprimorar os leilões, as seguintes ações foram sugeridas: realização de uma etapa adicional e prévia ao desenho de leilão híbrido atual visando contornar a problemática de estabelecimento de preço-teto adequado; utilização de adicionais ao lance do leilão para internalizar os custos de transmissão não recolhidos pelo gerador; substituição do mecanismo de contratação termelétrica pelo modelo Colombiano de opções; condução de leilões de energia nova e existente em conjunto, e segmentação de produtos no leilão pela ótica da demanda com possibilidade de lances em pacotes. Com a adoção destas propostas entende-se que o valor negociado nos leilões de comercialização de energia elétrica refletirão melhor o custo social dos projetos, aumentando a eficiência dos certames.

Palavras-chave: Leilão, Planejamento energético, Comercialização de energia elétrica, Setor elétrico, Regulação.

ABSTRACT

REGO, Erik Eduardo. **Proposal for Improving Methodology of Regulated Electricity Procurement Auction: Concepts, Methodologies, and Their Applications**. 2012. 248f. PhD Dissertation. Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

This study analyzes the regulated electricity procurement auctions conducted between 2005 and 2011 in Brazil, in order to propose improvements in its methodology. Thus, it was reviewed three research areas: auctions design, internalization of externalities, and capacity markets. After analyzing the 21 new energy auctions that period, it is concluded the auction design with a second discriminatory bid is appropriate to the aims at achieving as low as possible prices, however there is room for improvement. Identified weaknesses are: (1) thermal availability capacity hiring method biased in favor of energy sources with higher variable costs; (2) inadequate price cap, unable to mitigate Eletrobras market power in existing power auctions, (3) and bidding by private economic cost. So, it is suggested the following actions to improve the efficiency of energy auctions: (a) carrying out an additional step prior to the current hybrid auction design in order to solve the problem of establishing appropriate ceiling price; (b) use of additional to internalize transmission costs not paid by generator; (c) replacement of the bid mechanism used for thermal power plants to Colombian options model; (d) driving new and existing energy auctions together, and (e) segment auctions products by the demand side with the possibility of bidding in packages. In adopting these proposals it is expected the value traded in the electricity procurement auction conducted in Brazil will better reflect the social cost of projects and so improving its efficiency.

Keywords: Auction, Energy Economics, Power System Economics, Power System Planning, Energy Regulation.

Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução da participação das fontes em cada leilão do ACR _____	4
Figura 2 – Participação das fontes por ano de contratação nos leilões do ACR – Ambiente de Contratação Regulada (sem considerar os leilões dos projetos estruturantes) _____	4
Figura 3 – Leilão de relógio descendente _____	31
Figura 4 – Sistemática dos leilões de energia existente. _____	81
Figura 5 – Leilão de fonte alternativa 2007 _____	96
Figura 6 – Leilão de reserva 2008, fonte biomassa _____	106
Figura 7 – Participação das fontes eólica, biomassa e pch nos leilões específicos do ACR _____	121
Figura 8 – LFA e LER: volume contratado (MWm) e preço-médio (R\$/MWh) _____	123
Figura 9 – Volume contratado (MWm) no leilão A-3, com início de suprimento em 2014 e 2015 _____	128
Figura 10 – Leilões A-5, volume contratado (MWm) por ano, entre 2005 a 2011 _____	132
Figura 11 – Comportamento do ICB, RF e RV (COP+CEC) em função do CVU, não nulos, das UTEs _____	134
Figura 12 – Comportamento do ICB em função da Receita Variável (COP+CEC) das UTEs _____	136
Figura 13 – Diferença de CMOs (PLDs) médios pela metodologia EPE vs ONS _____	139
Figura 14 – Diferença de despachos de UTEs em função das metodologias EPE vs ONS _____	139
Figura 15 – Evolução dos preços médios nos leilões de energia nova e velha, por ano de início de suprimento _____	150
Figura 16 – Evolução dos preços médios nos leilões de energia nova e velha, por ano de contratação (realização do leilão) _____	150
Figura 17 – Resultados de venda de energia da fonte UHE, em leilões de Energia Nova e Velha. _____	153
Figura 18 – Curva de oferta da fase discriminatória dos 424 lances vencedores _____	157
Figura 19 – PCH: energia contratada (MWm), preços-teto (R\$/MWh) _____	160
Figura 20 – PCHs e térmicas a óleo: energia contratada (MWm), e preço (R\$/MWh) _____	160
Figura 21 – Biomassa: energia contratada (MWm), preços-teto e preços-médios (R\$/MWh; atualizados pelo IPCA) _____	161
Figura 22 – Competitividade nos leilões _____	163
Figura 23 – Receita e ressarcimento do CER-EOL com geração inferior a contratada _____	176
Figura 24 – Receita e ressarcimento do CER-EOL com geração superior a contratada _____	177
Figura 25 – Receita e ressarcimento do CER-EOL com geração aleatória _____	177
Figura 26 – Receita e ressarcimento do CCEAR-EOL com geração inferior a contratada _____	180
Figura 27 – Receita e ressarcimento do CCEAR-EOL com geração superior a contratada _____	181
Figura 28 – Receita e ressarcimento do CCEAR-EOL com geração aleatória _____	181
Figura 29 – Resultado de simulações de TIR de projeto eólico no LER _____	183
Figura 30 – Resultado de simulações de TIR de projeto eólico no Leilão do ACR _____	183
Figura 31 – Resultado de simulações de TIR de projeto eólico no Leilão do ACR _____	184
Figura 32 – Participação da fonte eólica nos leilões de energia nova entre 2009-2011 _____	185
Figura 33 – Novos empreendimentos de geração que apresentaram atraso _____	185
Figura 34 – Diferenças entre PLDs em módulo _____	196

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Preços médios nos leilões	5
Tabela 2 – Custo da Energia	5
Tabela 3 – <i>Payoffs</i> dos jogadores	14
Tabela 4 – Matriz de <i>payoffs</i>	15
Tabela 5 – <i>Payoffs</i> dos jogadores modificada	15
Tabela 6 – Matriz de <i>payoffs</i> modificada	16
Tabela 7 – Matriz de <i>payoffs</i> exemplificada com o mercado de energia elétrica	17
Tabela 8 – Matriz de <i>payoffs</i> de Antônio e José: primeiro lance	17
Tabela 9 – Matriz de <i>payoffs</i> de Antônio e José: segundo lance	18
Tabela 10 – Leilão inglês	18
Tabela 11 – Leilão <i>clock</i> ou japonês	19
Tabela 12 – Respostas de Júlia no leilão selado de segundo preço	22
Tabela 13 – Deságio dos leilões de sistemas de transmissão	29
Tabela 14 – Participação por fonte no 1º leilão de energia nova	88
Tabela 15 – Participação entre as fontes termelétricas no 1º leilão de energia nova	88
Tabela 16 – Compromissos de compra de energia assumidos pela Petrobras (MWm)	90
Tabela 17 – Participação por fonte no 1º leilão de energia nova	90
Tabela 18 – Quadro de potência do leilão A-3 de 2006	92
Tabela 19 – Potência habilitada e contratada no leilão A-5/2006	94
Tabela 20 – Novos empreendimentos de fonte hidro	94
Tabela 21 – Resultados dos empreendimentos térmicos	95
Tabela 22 – Resumo do resultado do leilão A-3/2007	97
Tabela 23 – Empreendimentos hidrelétricos vendedores no leilão A-5/2007	98
Tabela 24 – Empreendimentos termelétricos vendedores no leilão A-5/2007	99
Tabela 25 – Leilão A-3/2008: comercialização por fonte	108
Tabela 26 – Leilão A-3/2008: custo dos empreendimentos térmicos vencedores	108
Tabela 27 – Leilão A-5/2008: comercialização por fonte	109
Tabela 28 – Leilão A-5/2008: custo dos empreendimentos térmicos	110
Tabela 29 – Leilão A-5/2009: projetos de referência	112
Tabela 30 – Cronograma de entrada em operação das eólicas do PROINFA	113
Tabela 31 – Leilão A-5/2010: projetos vendedores	120
Tabela 32 – Ponderação de preços no ACR e ACL para hidrelétricas	126
Tabela 33 – Hidrelétricas participantes do leilão A-5/2011	131
Tabela 34 – ICB, RF, e (COP+CEC) de centrais termelétricas que comercializaram energia nos leilões	137
Tabela 35 – ICB resultante do leilão vs ICB efetivo	142
Tabela 36 – Resultados dos leilões de 2006-2008	143
Tabela 37 – Limite de CVU das fontes térmicas nos leilões	145
Tabela 38 – Participação da Petrobras nos leilões de energia nova	146
Tabela 39 – Principais agentes de geração	146

Tabela 40 – Resultados dos leilões de energia existente _____	147
Tabela 41 – Principais usinas que lastraram os contratos de energia existente (UHEs superiores a 1GW) ____	148
Tabela 42 – Resumo dos resultados dos leilões de energia nova (produto hidro) _____	149
Tabela 43 – Maiores vendedores dos leilões de energia nova - fonte hidrelétrica _____	149
Tabela 44 – Preços dos leilões de energia nova em R\$/MWh _____	156
Tabela 45 – Oferta de eletricidade nos leilões de energia nova _____	162
Tabela 46 – Comparação do PDE com os leilões de 2007-08 _____	166
Tabela 47 – Comparação do PDE 2016 com os leilões de 2008 _____	167
Tabela 48 – Comparação do PDE 2017 com os leilões de 2009 _____	167
Tabela 49 – Comparação do PDE 2019 com os leilões de 2010 _____	168
Tabela 50 – Comparação do PDE 2020 com os leilões de 2011 _____	169
Tabela 51 – Premissas para projeção do fluxo de caixa _____	182
Tabela 52 – Leilões A-3, fontes alternativas e reserva _____	187
Tabela 53 – Leilões A-5 _____	187
Tabela 54 – Número de rodadas da fase uniforme em leilões selecionados _____	192
Tabela 55 – Estrutura da Tarifa Horossazonal Azul _____	204
Tabela 56 – Estrutura da Tarifa Horossazonal Verde _____	204

Lista de Equações

Equação 1 – Utilidade esperada condicional de Mariana _____	20
Equação 2 – Utilidade esperada condicional modificada de Mariana _____	20
Equação 3 – Utilidade esperada condicional simplificada de Mariana _____	21
Equação 4 – Utilidade _____	21
Equação 5 – Receita esperada por Verônica em leilão de primeiro lance _____	21
Equação 6 – Receita esperada por Verônica em leilão de segundo lance _____	22
Equação 7 – Valor percentual. _____	76
Equação 8 – Cálculo do UBP de referência _____	76
Equação 9 – COP: Custo variável de operação _____	85
Equação 10 – CEC: Custo econômico de curto prazo _____	85
Equação 11 – ICB: índice custo benefício _____	86
Equação 12 – ICB: índice custo benefício _____	86
Equação 13 – ICB: abertura das variáveis _____	87
Equação 14 – ICE: índice de classificação do empreendimento _____	105
Equação 15 – RAV: receita anual variável do ICE _____	105
Equação 16 – PEQ: Preço Equivalente _____	122
Equação 17 – Análise de regressão do ICB em função do CVU _____	135
Equação 18 – Análise de regressão do ICB em função do CVU _____	135
Equação 19 – Análise de regressão do ICB em função do CVU e RF _____	135
Equação 20 – Análise de regressão do ICB em função do CVU e RF sem intercepto _____	136
Equação 21 – Análise de regressão do ICB em função do COC + CEC com intercepto _____	136
Equação 22 – Análise de regressão do ICB em função do COC + CEC sem intercepto _____	136
Equação 23 – Análise de regressão do ICB em função do COC + CEC sem intercepto _____	138
Equação 24 – Cálculo do índice custo benefício efetivo _____	141
Equação 25 – Análise de regressão do PREÇO nos leilões de energia nova e existente _____	151
Equação 26 – Análise de regressão do preço das usinas hidrelétricas nos leilões _____	152
Equação 27 – Análise de regressão do preço sem as usinas “botox” _____	153
Equação 28 – Saldo da conta de energia no final do 1º ano do quadriênio _____	171
Equação 29 – Saldo da conta de energia no final dos demais anos do quadriênio _____	171
Equação 30 – Desvio da geração anual _____	172
Equação 31 – Margem superior _____	172
Equação 32 – Margem inferior _____	172
Equação 33 – Ressarcimento anual _____	172
Equação 34 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final do 1º ano do quadriênio _____	173
Equação 35 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final dos demais anos do quadriênio _____	173
Equação 36 – Receita variável _____	173
Equação 37 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final do 1º ano do quadriênio _____	173
Equação 38 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final dos demais anos do quadriênio _____	174

Equação 39 – Saldo inicial da conta de energia do quadriênio seguinte _____	174
Equação 40 – Receita variável apurada ao final de cada quadriênio _____	175
Equação 41 – Receita variável apurada ao final de cada quadriênio _____	175
Equação 42 – Receita variável apurada ao final de cada quadriênio _____	178
Equação 43 – Saldo acumulado _____	178
Equação 44 – Saldo inicial _____	178
Equação 45 – Saldo inicial _____	179
Equação 46 – Ressarcimento quadrienal _____	179
Equação 47 – Preço de reserva _____	190

SUMÁRIO

1.	<u>INTRODUÇÃO</u>	1
1.1	Motivação e justificativa	1
1.2	Objetivos e questão central	6
1.3	Metodologia	7
1.4	Estrutura capitular	7
1.5	Contribuições	8
2.	<u>REFERENCIAL TEÓRICO</u>	9
2.1	Teoria de leilões	9
2.1.1	Introdução	9
2.1.2	Equilíbrio de Nash	13
2.1.3	Leilões com informação perfeita	17
2.1.4	Leilões com informação incompleta	19
2.1.5	O projeto de um leilão	23
2.1.6	Forma de lance	25
2.1.7	Preço de reserva	32
2.1.8	Forma de pagamento	33
2.1.9	Leilão de Vickrey-Clarke-Groves	37
2.1.10	Leilão em pacote ou combinatório	42
2.2	Mercado de capacidade	44
2.2.1	A essência do mercado de capacidade	44
2.2.2	Modelos de reserva de capacidade	45
2.2.3	Fraquezas	46
2.2.4	Requisitos	48
2.2.5	Estabilidade do mercado	49
2.2.6	Casos reais	50
2.3	Adicionais de externalidade	52
2.3.1	Externalidades	52
2.3.2	Aplicação de adicionais	54
2.3.3	Alternativas e propostas pesquisadas	56
2.3.4	Desafios do regulador	60
2.3.5	Dificuldades de implementação	62
2.3.6	Casos americanos	64
2.3.7	Considerações	66

3.	<u>OS LEILÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	69
3.1	Principais regras do modelo de comercialização do setor elétrico	69
3.1.1	Ambientes de comercialização de energia elétrica	69
3.1.2	Outorga de concessão de potenciais de energia hidráulica	74
3.1.3	Sistemática de licitação da outorga	76
3.1.4	Sistemática de comercialização nos leilões do ACR	78
3.1.5	Metodologia de contratação por disponibilidade: ICB – Índice Custo Benefício	83
3.2	Descrição dos resultados dos leilões de energia nova	87
3.2.1	Primeiro leilão de energia nova: dezembro de 2005	87
3.2.2	Segundo leilão de energia nova: junho de 2006	92
3.2.3	Terceiro leilão de energia nova: outubro de 2006	93
3.2.4	Primeiro Leilão de Fontes Alternativas: junho de 2007	96
3.2.5	Quarto leilão de energia nova: julho de 2007	97
3.2.6	Quinto leilão de energia nova: outubro de 2007	98
3.2.7	Leilão de concessão e comercialização da UHE Santo Antônio: dezembro de 2007	99
3.2.8	Leilão de concessão e comercialização da UHE Jirau: maio de 2008	102
3.2.9	Primeiro Leilão de energia de reserva 2008 – fonte biomassa	104
3.2.10	Sexto leilão de energia nova: setembro de 2008	107
3.2.11	Sétimo leilão de energia nova: setembro de 2008	108
3.2.12	Oitavo leilão de energia nova: agosto de 2009	110
3.2.13	Nono leilão de energia nova: não ocorreu	112
3.2.14	Segundo Leilão de energia de reserva – fonte eólica: dezembro de 2009	112
3.2.15	Leilão de concessão e comercialização da UHE Belo Monte: abril de 2010	115
3.2.16	Décimo leilão de energia nova: julho de 2010	119
3.2.17	Leilões de energia de reserva e fontes alternativas: agosto de 2010	120
3.2.18	Décimo primeiro leilão de energia nova: dezembro de 2010	124
3.2.19	Décimo segundo leilão de energia nova e de energia de reserva: agosto de 2011	127
3.2.20	Décimo terceiro leilão de energia nova: dezembro de 2011	130
3.3	Análise dos leilões de energia nova	133
3.3.1	O uso do índice custo benefício para contratação por disponibilidade	134
3.3.2	Competitividade em leilões de hidrelétrica: energia nova vs energia velha	146
3.3.3	Considerações sobre a sistemática dos leilões de energia nova	155
3.3.4	Adoção de preço-teto adequado	158
3.3.5	Planejamento indicativo	165
3.3.6	Sistemática de contabilização da energia eólica	170
3.3.7	Atendimento do início de suprimento	185

<u>4.</u>	<u>PROPOSTAS DE APERFEIÇOAMENTO DA METODOLOGIA DE LEILÃO REGULADO</u>	<u>189</u>
4.1	Adoção de adequado do preço-teto	189
4.2	Internalização dos custos de transmissão	192
4.3	Internalização dos custos ambientais	198
4.4	Contratação termelétrica	201
4.5	Leilão combinatório	205
4.6	Desfragmentação dos leilões	208
4.7	Maior integração entre os mercados livre e regulado	210
<u>5.</u>	<u>CONSIDERAÇÕES FINAIS</u>	<u>212</u>
<u>6.</u>	<u>REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA</u>	<u>217</u>

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, o mecanismo de leilões foi largamente utilizado nos processos de privatização ao longo da década de 90, com destaque no setor elétrico. Mais recentemente, a partir de 1998, o setor elétrico vem empregando este procedimento para outorgas de concessões de usinas hidrelétricas e autorizações de sistemas de transmissão, bem como, desde 2004, para comercialização de energia elétrica. Neste contexto, o objetivo desta tese é, a partir do estudo da teoria de leilões e das peculiaridades do setor elétrico brasileiro, desenvolver propostas para o aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação regulada no país.

1.1 Motivação e justificativa

A aquisição de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição para atendimento de seus consumidores cativos¹ deve ser feita, segundo a regulação vigente desde 2004, por meio de licitações. Estas licitações, por sua vez, conduzidas sob a forma de leilões de energia, devem manter a observância, entre outros aspectos da modicidade tarifária e das condições e limites de repasse do custo de aquisição da energia para os consumidores finais.

Observa-se também que tais transações são reguladas por meio de contratos, denominados de contratos de comercialização de energia em ambiente regulado. Por eles, as distribuidoras compram frações de eletricidade de cada gerador, proporcionais a suas solicitações de demanda em fase prévia ao leilão, cuja ponderação resulta no próprio preço médio do certame. Como contraparte, está o conjunto de geradores vencedores, que estabelecem contratos com todas as distribuidoras participantes, na mesma proporção descrita, ao preço do lance vencedor.

Entre as possíveis formas de serem conduzidas as licitações de energia elétrica, a escolha regulatória no Brasil recaiu sobre os leilões do tipo Anglo-Holandês². Tais leilões são caracterizados por duas fases. A primeira é realizada pelos lances “orais” (no caso, eletrônicos), ou seja, concomitantes, e a classificação baseia-se em ordená-los de forma

¹ Consumidor cativo: consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário, ou seja, com a rede a qual esteja conectado.

² Proposição de Klemperer (2002, p.181) de um leilão híbrido, no qual haja um primeiro estágio de leilão ascendente com uma fase final de lance selado, para, assim, criar o modelo de leilão denominado Anglo-Holandês. Mais detalhes no capítulo de referencial teórico, item 2.1.

descendentes. A segunda, de “envelope fechado” na qual é permitido ao jogador um lance único e final de menor preço, sendo declarados vencedores do leilão os lances com os menores preços até o atendimento da quantidade demandada.

Nos leilões de novos empreendimentos de geração, estes são contratados em dois regimes diferentes, por quantidade³ de energia (geralmente para fonte hídrica) e por disponibilidade⁴ (geralmente para fontes térmicas: óleo combustível e Diesel, gás natural, carvão e biomassa), sendo que a fonte eólica já foi contratada pelas duas modalidades (por exemplo, em 2010, no leilão de energia de reserva como quantidade, enquanto que no leilão de fontes alternativas do mesmo ano, por disponibilidade). O modelo do leilão ainda pressupõe a competição entre diferentes fontes, embora nem sempre pratique esta competição, muitas vezes estabelecendo mercados por preferência tecnológica.

E, desde a edição da segunda reforma do setor elétrico, dada pela Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, até o final do ano de 2011 (horizonte dos estudos de caso deste trabalho), para contratação de energia de novos empreendimentos⁵ foram realizados 12 leilões tradicionais (classificados como *A menos 3* e *A menos 5* pelo modelo institucional do setor elétrico), mais dois leilões de fontes alternativas em 2007 e 2010 (participação exclusiva às fontes PCH⁶, biomassa e eólica).

Além desses, outros quatro leilões de energia de reserva⁷ foram realizados, sendo que neste

³ Contratos de quantidade de energia são aqueles cujos vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os geradores hidrelétricos não participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) assumem os riscos hidrológicos da operação energética integrada. Contratos por quantidade implicam ainda assunção dos riscos de exposição ao mercado de curto prazo.

⁴ Contratos de disponibilidade de energia são aqueles nos quais os agentes geradores de energia são pagos de acordo com a quantidade de energia disponibilizada por eles ao sistema (garantia física) e não com base na energia efetivamente gerada. Nesse modelo, os riscos (ônus e os benefícios) da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados, por exemplo, as despesas relativas aos custos (variáveis) de manutenção e operação, assim como os custos variáveis com combustível são de responsabilidade da parte contratante, ou seja, das distribuidoras que compõem o *pool* comprador de energia elétrica.

⁵ Energia elétrica proveniente de empreendimento que, até a data de publicação do edital, não seja detentor de outorga, ou seja, parte de empreendimento existente que venha a ser ampliado (somente o acréscimo da capacidade).

⁶ PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas são definidas, na forma da Lei n.º 9.648/98, como aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, e que satisfaça as condições de que a área inundada a montante do barramento seja menor ou igual a 3 km², ou, caso a área inundada seja maior que 3 km² e menor ou igual a 13 km², fica condicionado ao atendimento da inequação $A < 14,3 \times P/H_b$ (sendo: A = área do reservatório em km²; P = potência elétrica instalada em MW; H_b = queda bruta em metros, definida pela diferença entre os níveis d'água máximos normal de montante e normal de jusante).

⁷ De forma complementar à energia contratada no ambiente regulado, a partir do Decreto N.º 6.353, de 16 de janeiro de 2008, o Modelo do Setor Elétrico Nacional passou a contar com a contratação da chamada Energia de

caso a contratação é feita pela CCEE⁸ e não pelas distribuidoras: um específico para fonte biomassa em 2008, outro específico para a fonte eólica em 2009, o terceiro, em 2010, para as fontes classificadas como de geração distribuída⁹ – biomassa, eólica e PCH, e, o quarto, restrito às fontes biomassa e eólica, em 2011. Por fim, no horizonte dos estudos de caso deste trabalho, o governo ainda realizou três leilões direcionados aos denominados projetos estruturantes: as hidrelétricas do Rio Madeira UHE¹⁰ Santo Antônio em 2007, e UHE Jirau em 2008, e a UHE Belo Monte em 2010.

Analisando-se os resultados dos leilões tradicionais, quando há a competição entre fontes, de forma direta ou indireta, pela contratação por quantidade e disponibilidade, nos primeiros anos houve maciça participação da fonte térmica, chegando-se ao ápice de 100% de comercialização no quarto certame (A-3/2007), conforme ilustra a figura 1. Em termos energéticos, os leilões tradicionais e de fontes alternativas contrataram 18.345 MW médios de energia no período estudado, sendo 11.621 MWm, ou 66%, a partir de centrais termelétricas.

Dividindo esses resultados entre os leilões *A menos 3* (A-3, contratação três anos antes do início de fornecimento, perfil mais adequado a contratação termelétrica e eólica em virtude do prazo de construção) e os leilões *A menos 5* (A-5, contratação cinco anos antes do início de fornecimento, perfil mais adequado a contratação hidrelétrica), têm-se os resultados ilustrados na figura 2.

Pela leitura da figura 2, mesmo nos leilões tipicamente para fonte hidrelétrica (A-5), a participação termelétrica mantém sua razão predominante de participação. Esta situação só seria invertida quando somados os volumes das hidrelétricas estruturantes (Jirau, Santo Antônio e Belo Monte), o que não diminui a expressiva contratação de eletricidade a partir de fontes fósseis.

Reserva. Essa modalidade de contratação é formalizada mediante a celebração dos Contratos de Energia de Reserva (CER) entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, como representante dos agentes de consumo, incluindo os consumidores livres, e os autoprodutores (Fonte: CCEE, disponível em <<http://www.ccee.org.br>>).

⁸ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: CCEE é uma associação civil, regulamentada pelo Decreto n.º 5.177, de 2004. Entre suas funções, estão o registro e a administração de contratos firmados entre geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres, além da contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

⁹ Modalidade de aquisição de energia elétrica passível de ser contratada pela Unidade Suprida nos termos do art. 14 do Decreto n.º 5.163, de 2004.

¹⁰ Usina Hidrelétrica.

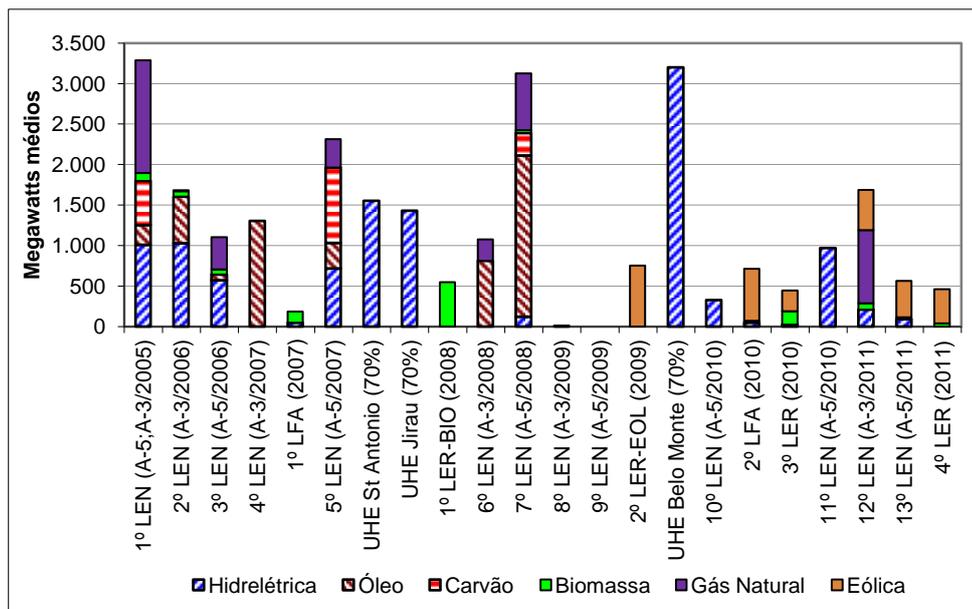


Figura 1 – Evolução da participação das fontes em cada leilão do ACR

LEN = Leilão de Energia Nova; LFA = Leilão de Fontes Alternativas; LER = Leilão de Energia de Reserva.
Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados da CCEE, 2011.

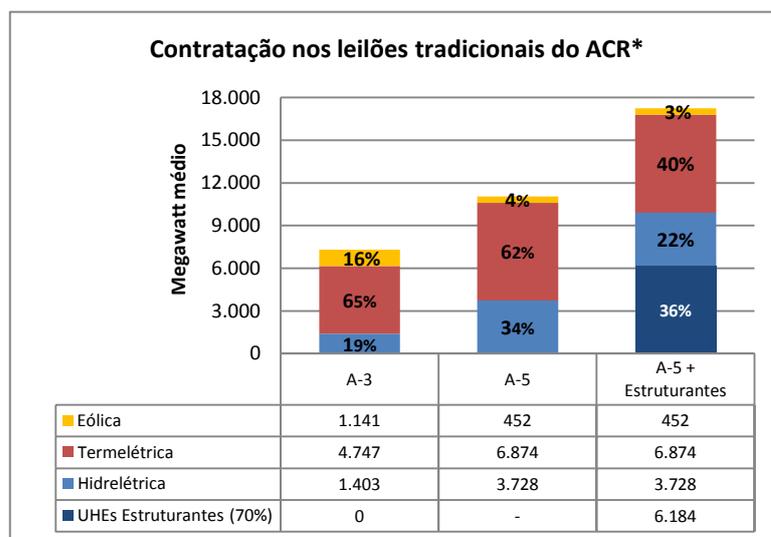


Figura 2 – Participação das fontes por ano de contratação nos leilões do ACR – Ambiente de Contratação Regulada (sem considerar os leilões dos projetos estruturantes)

*Não inclui leilões de reserva.

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados da CCEE, 2011.

Os preços médios (atualizados para dezembro de 2011) dos projetos de geração vencedores dos leilões de comercialização no ambiente regulado são apresentados na tabela 1. Nessa tabela ordenada do menor ao maior preço, chamam a atenção o elevado valor da geração termoelétrica do óleo combustível e o valor significativamente baixo das chamadas hidrelétricas estruturantes.

Tabela 1 – Preços médios nos leilões

Fonte	Preços médios nos leilões
Hidrelétricas Estruturantes ^(a)	R\$ 88,0 /MWh
Eólica ^(b)	R\$ 132,0 /MWh
Hidrelétrica “convencional”	R\$ 135,3 /MWh
PCH	R\$ 165,1 /MWh
Carvão ^(*)	R\$ 167,1 /MWh
Biomassa	R\$ 178,0 /MWh
Gás Natural ^{(*)(Ω)}	R\$ 187,5 /MWh
Óleo ^(*)	R\$ 623,7 /MWh

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, 2012.

^(a) UHE Santo Antonio (3.150 MW), UHE Jirau (3.300 MW), e UHE Belo Monte (11.233 MW). A discussão no item 3.2 mostra que esses não são os verdadeiros custos de viabilidade desses projetos. Além do desequilíbrio de preços entre o ACR e o ACL (vide item 3.2.18) há enormes custos com novos sistemas de transmissão (vide item 3.2.15) que tornam a comparação com as demais fontes desigual.

^(*) Receita fixa resultante do lance no leilão mais CVU (custo variável unitário) declarado pelos empreendedores.

^(b) As eólicas têm apresentado tendência de preços decrescente, em 2009 a média dos contratos foi de R\$ 166,5 /MWh, enquanto que, em 2011, foi de R\$ 104,4/MWh.

^(Ω) As termelétricas que queimam gás natural também têm apresentado redução de custos/preços: até 2008 os valores praticados (receita fixa mais CVU) situavam-se em torno de R\$ 200/MWh, entretanto, em 2011 este valor reduziu-se drasticamente para R\$ 125/MWh.

Os custos da geração de energia elétrica no Brasil são os apresentados por Carvalho e Sauer (2009) e estão resumidos na tabela 2:

Tabela 2 – Custo da Energia

Projeto	Custo da Energia
UTN Angra III (1345 MW)	R\$ 192,1/MWh
Gás natural (500 MW)	R\$ 134,3/MWh
Carvão (350 MW)	R\$ 227,8/MWh
Biomassa	R\$ 125,8/MWh
UHEs rio Madeira (6450 MW)	R\$ 78,2/MWh

Fonte: Carvalho e Sauer, 2009.

Os valores originais foram publicados em dólares estadunidenses. Para esta tabela, praticou-se conversão ao câmbio referido na publicação de 1 US\$ = 1,7 R\$.

A partir dos dados apresentados tanto na tabela 1 quanto na tabela 2, a comparação dos custos de geração de cada uma das fontes que participaram dos leilões de energia elétrica no Brasil mostra evidências de que a energia térmica convencional fóssil, em particular a que queima óleo combustível, é economicamente menos competitiva que a hídrica e/ou demais fontes renováveis. Entretanto, ao longo dos sete anos (2005-2011) foi a fonte de eletricidade mais contratada, como já destacado.

Esse simples levantamento dos resultados dos leilões (volume e preço) já fazem surgir uma série de questionamentos: a contratação de fontes mais caras seria resultado do modelo de leilão adotado ou de política de governo? A grande contratação de termelétricas a óleo nos

primeiros anos da implantação do atual modelo setorial (2005-2007) advém da sistemática de leilão ou foi simplesmente uma condição de mercado? A distribuição dos volumes contratados entre as fontes ao longo desses anos seguiu o planejamento centralizado? Refletiu restrições de transmissão? Os preços comercializados consideram apropriadamente os custos ambientais? A competição entre as fontes e projetos de mesma fonte foi justa, ou seja, os critérios adotados para a comparação dos lances foi adequada?

Esta tese irá procurar responder tais perguntas sobre os leilões de comercialização de energia elétrica, assim como sugerir aprimoramentos de forma a aumentar sua eficiência econômica.

1.2 Objetivos e questão central

O objetivo principal deste trabalho é propor aperfeiçoamentos na metodologia de contratação de energia elétrica nos leilões do mercado regulado, com vistas ao aumento de sua eficiência econômica. Cabe ressaltar que as propostas resultantes deste trabalho não visam alterar os ambientes de contratação de energia elétrica definido pela Lei nº 10.848/2004 e Decreto nº 5.163/2005, mas, sim, aperfeiçoar a sistemática vigente dos leilões.

E objetivos secundários foram os de revisar o estado da arte de teoria de projetos de leilões, fazer o levantamento das características e análise dos resultados dos leilões conduzidos até 2011, o que permitiu identificar os pontos fortes e as fraquezas da sistemática adotada, vis-à-vis a teoria.

Posto isso, a questão central deste trabalho é se há espaço para o aprimoramento da sistemática dos leilões para comercialização de diferentes fontes de geração de forma que essa contratação leve em conta o ordenamento pelo menor custo social dos projetos. Por custo social foram aplicadas as definições de Joskow (1992) – que considera a adição das externalidades e demais custos correlacionados a cada empreendimento a seu custo econômico – e de Mankiw (2008, p.206) – para quem tal custo deve refletir a soma dos custos privados para os produtores mais os custos das pessoas afetadas adversamente pela externalidade negativa.

1.3 Metodologia

A metodologia adotada para o desenvolvimento desta tese pode ser separada em três etapas: (i) entendimento do problema; (ii) organização e classificação da literatura, e (iii) proposição de aperfeiçoamentos.

Na primeira etapa, entendimento do problema, foi feita a análise geral dos resultados dos leilões regulados de comercialização de energia nova entre 2004 e 2011 – horizonte dos estudos de caso deste trabalho – e o questionamento se os resultados refletem o menor custo social, assim como se atendem aos princípios do modelo do setor elétrico: segurança no suprimento, modicidade tarifária e garantia da expansão do sistema.

Na etapa de entendimento do problema, diagnosticou-se a necessidade de estudar três linhas de pesquisa: teoria de leilões, internalização (adicionais) de externalidades e contratação de capacidade. Entretanto, com a aplicação do caso brasileiro e recebimento das contribuições no exame de qualificação, os esforços foram direcionados para as duas primeiras linhas.

Após o entendimento e a análise do problema e o estudo da literatura, a etapa seguinte do trabalho foi o levantamento junto aos órgãos do setor elétrico (EPE, CCEE e ANEEL¹¹) dos dados públicos detalhados dos leilões realizados – tais como, editais, minutas de contratos, sistemática, preços, concorrência etc. – para sua melhor análise e entendimento. Por fim, à luz da teoria estudada e das análises dos leilões, foram feitas as propostas de aperfeiçoamento.

1.4 Estrutura capitular

A presente tese está estruturada em cinco capítulos. Além desta introdução, que explicita o contexto e os objetivos da tese, o segundo capítulo aborda o referencial teórico subdividindo-se entre a teoria de leilões, o mercado de capacidade e os adicionais de externalidade. Em seguida, no terceiro capítulo, são apresentados e analisados os leilões de energia elétrica no Brasil, abordando sua sistemática e seus resultados, propriamente ditos. No quarto capítulo, são sintetizadas as propostas de aperfeiçoamento da metodologia de leilão do mercado regulado à luz da teoria visitada e das peculiaridades brasileiras. Por fim, o quinto capítulo contempla as considerações finais.

¹¹ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: Criada pela Lei n.º 9.427, de 1996, a ANEEL é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Sua principal função é regular e fiscalizar os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, assim como autorizar e fiscalizar a aplicação de tarifas e mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico. Por delegação do MME a ANEEL pode também outorgar concessões, permissões e autorizações para exploração de instalações e serviços de energia elétrica.

1.5 Contribuições

A primeira contribuição deste trabalho é a revisão e organização da literatura de desenho de leilões, apresentando as possíveis formas de realização, com seus respectivos pontos fortes e fracos, assim como as opiniões de estudiosos do tema.

Outra contribuição é a extensiva descrição dos leilões de comercialização de energia elétrica brasileira realizados entre 2005 e 2011, essencial para as análises feitas neste trabalho, e que adicionalmente aos dados pesquisados, organizados e apresentados podem também servir como referência a futuros estudos sobre leilões, mesmo com objetivos distintos ao desta tese.

Por fim, a partir das propostas de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões, sua apresentação permite a validação de algumas práticas em vigor, assim como a discussão, reflexão e comparação com outras apresentadas na literatura, enriquecendo o debate acadêmico.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Para o atendimento do objetivo principal deste trabalho, que é o de propor melhoras na sistemática de contratação de energia elétrica nos leilões do mercado regulado, com vistas ao aumento de sua eficiência econômica, serão estudadas três linhas de pesquisa, apresentadas neste capítulo: teoria de leilões, internalização (adicionais) de externalidades e mercados de capacidade.

2.1 Teoria de leilões

A teoria de leilões é bastante ampla e, para atender aos propósitos desta tese, foi estudada a linha de pesquisa associada à projeto de leilões para identificar pontos que venham a aprimorar a atual sistemática de contratação de energia elétrica no Brasil. Assim, foram visitados conceitos a respeito de: determinação de preço de reserva, forma de pagamento, forma de lance, combinação de produtos, entre outras decisões na concepção de um leilão.

2.1.1 Introdução

Existem relatos de prática de leilões desde a Babilônia, há cerca de 2.500 anos, sendo uma das formas mais antigas de mercado. Entretanto, apenas recentemente iniciou-se a análise formal desse mecanismo de transação, à luz da teoria dos jogos, com a publicação de William Vickrey (1961): “Counterspeculation, Auctions and Competitive Sealed Tenders”, um divisor de águas da teoria de leilões. A partir deste, de acordo com Varian (2000, p.329), os estudos para o planejamento de leilões, feito por economistas, aconteceram a partir da década de 70, quando ocorreram os choques do petróleo e houve o interesse do governo dos Estados Unidos em leiloar o direito de perfurar áreas em que havia a perspectiva de existência de reservas de óleo bruto.

Varian (2000) considera os leilões instrumentos bem sucedidos da política pública. O autor destaca os leilões de faixas do espectro de ondas de rádio para uso da telefonia celular dos EUA, as privatizações de usinas elétricas estatais na Austrália e do sistema telefônico na Nova Zelândia. Em outras palavras, fica claro que o mecanismo de leilões vem sendo amplamente utilizado nos processos de privatizações em países ao redor do mundo, especialmente após a onda liberalizante impulsionada pela Inglaterra no último terço do século passado. De acordo com Maurer e Barroso (2011, p. ix), mesmo em lugares onde a concorrência é modesta e os mercados pequenos como nos países em desenvolvimento, ainda assim tais países podem se beneficiar do uso do mecanismo de leilão competitivo. No Brasil, esse mecanismo foi

utilizado ao longo dos anos 90, nos processos de privatização, com destaque pela indústria de energia elétrica, que também tem utilizado os leilões para outorgar concessões para construir e operar novas usinas hidrelétricas e novos sistemas de transmissão e, mais recentemente, para comercializar energia elétrica.

Além do intenso uso por governos, se dirigir-se o olhar para o mercado privado, quando uma empresa é abordada por um potencial comprador ou compradores, suas opções podem ser tanto negociar ou promover um leilão. Se o conselho de administração espera que apareça pelo menos um sério concorrente adicional, então ele não deve negociar bilateralmente e deve promover um leilão (BULOW; KLEMPERER, 1996, p. 190).

Além desse aumento da concorrência, Hamrin (1990, p.118-119) ainda aponta outras razões para a introdução de leilões: eficiência econômica, solução para alocação de excesso de oferta assim como a conveniência administrativa.

De forma a melhor analisar o projeto de um leilão, nos parágrafos seguintes serão descritas as principais definições na modelagem de um leilão. Varian (2000, p.330) classifica-os, inicialmente, quanto à natureza do bem, em leilão de valor privado e de valor comum. No primeiro caso, os participantes atribuem valores diferentes para o bem em pauta, dependendo de suas necessidades e preferências, como exemplo, objeto de arte, cujo valor para um colecionador pode ser diferente do que para um simples comprador.

Já no leilão de valor comum, o bem em questão tem o mesmo valor para todos os participantes. Um exemplo típico de leilão é o de concessão de áreas de exploração de petróleo, em que o valor da *commodity* é dado pelo mercado e de conhecimento comum; assim, o valor dos lances mede as expectativas de volume de petróleo a ser encontrado.

Independente da natureza do bem leilado, a classificação de um leilão depende de suas regras, ou seja, o conjunto de especificações que determinará: quem pode apresentar lances; que lances podem ser aceitos; a maneira como os lances são feitos; quais informações serão de domínio público; como o leilão terminará; como deverá ser determinado o vencedor, e qual preço que esse deverá pagar pelo bem que foi leilado (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.14).

O contexto em que será realizado, ou melhor, o ambiente do leilão, é definido como o conjunto que envolve os potenciais participantes que poderão apresentar lances, assim como

as análises feitas por eles a respeito dos bens que serão leiloados, o que também abrange suas percepções de risco e das informações que cada um deles possui a respeito das valorações e atitudes frente ao risco dos demais (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.14).

Os leilões podem ser de dois tipos, aberto ou fechado. No aberto não são estabelecidas regras ou pré-requisitos para participar; já no fechado, o interessado deve ser habilitado pelo organizador, o qual pode definir pré-requisitos, tais como licenças, depósito de garantia, características técnicas mínimas etc.

Já com relação aos lances no leilão, esses podem ser de duas naturezas: selado ou oral. No primeiro caso, os lances são feitos de forma confidencial, os participantes escrevem seus lances e os entregam em envelopes fechados, os quais só serão de conhecimento comum após abertura dos envelopes, quando encerrada a fase de entrega das propostas, para então se declarar o vencedor do certame. Com relação ao lance oral, os participantes oferecem, pública e sucessivamente, seus lances até o encerramento do leilão, conseqüentemente, são de conhecimento de todos os participantes os lances de seus adversários.

Há três formas de se darem os lances no leilão: ascendente, descendente e simultânea. No primeiro caso, os participantes oferecem, sucessivamente, lances sempre mais altos que o lance imediatamente anterior, normalmente por algum incremento mínimo. Já no caso do descendente, não mais o participante, mas o leiloeiro é quem anuncia uma sucessão de preços para o bem leiloadado, normalmente por um decremento mínimo, até que se atinja um valor que algum participante declare sua aceitação do preço corrente, encerrando o evento. Por último, tem-se o leilão de lance simultâneo, que está diretamente associado ao tipo de lance selado (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.14).

Independente da forma de se dar o lance, ascendente ou descendente, não será necessariamente a regra de determinação do valor do lance vencedor que determinará o preço final do bem leiloadado. Isso ocorre apenas no chamado leilão de primeiro preço. Entretanto, existe também o chamado leilão de segundo preço, cujo bem fica com quem ofereceu o melhor lance; no entanto, esse participante vencedor pagará o preço ofertado pelo segundo melhor lance. Esse segundo tipo de determinação do valor a ser pago pelo bem leiloadado também é conhecido como leilão do filatelista¹² ou leilão de Vickrey¹³.

¹² Foi dada essa denominação por, originalmente, ser utilizado por colecionadores de selos.

¹³ Homenagem a William Vickrey, ganhador do Nobel de 1996, por seu trabalho na análise de leilões. Maiores detalhes a respeito desta metodologia no item 2.1.9.

Por fim, há dois tipos mais comuns de leilões: o inglês e o holandês. No primeiro, tem-se uma equivalência fraca com o leilão de segundo preço, com lances orais e ascendentes, em que o leiloeiro estabelece um preço de reserva¹⁴, que é o menor preço pelo qual o vendedor aceita desfazer-se de seu bem. O leilão é encerrado pelo leiloeiro quando não houver mais nenhum lance. No caso do holandês, assim denominado em função de seu uso na Holanda para vender queijos e flores, ele tem equivalência forte com leilão de primeiro preço, porém, a forma de anúncio de preços não é oral, mas feita em “envelope fechado”, ou seja, por um lance único desconhecido por seus concorrentes até a abertura dos envelopes, quando se encerra o certame. A partir desses dois tipos básicos, veremos no item 2.1.6 (forma de lance) que há algumas combinações que podem melhorar o resultado final.

Adicionalmente, quando se inicia o planejamento do leilão, deve-se determinar o mecanismo de modelagem econômica, se este será com o objetivo de eficiência de Pareto¹⁵ ou de maximização do lucro para o vendedor. No segundo caso, o vendedor entrega o bem à pessoa que lhe atribui o maior valor e cobra esse preço. Já, se o objetivo desejado for de eficiência de Pareto, o bem deve, ainda, pertencer a quem lhe atribui o maior valor, mas o preço poderia situar-se entre esse valor e zero, uma vez que a distribuição do excedente não tem qualquer relevância do ponto de vista da eficiência de Pareto (VARIAN, 2000, p.332).

De forma a elevar o lucro no leilão, a estratégia proposta por Varian (2000) é estabelecer um preço de reserva. Caso o interesse seja alcançar resultado eficiente de Pareto, Varian (2000) recomenda adotar o leilão de segundo preço (ou leilão de Vickrey).

Feita a introdução das principais definições na concepção de um leilão, com seu estudo está associado à teoria dos jogos, serão então introduzidos os critérios de classificação e conceitos básicos dessa teoria.

Duas podem ser as naturezas dos jogadores participantes, não cooperativos e cooperativos. Quando não houver a possibilidade de acordos, ou quando não houver como garantir que os

¹⁴ Quando do estabelecimento de um preço de reserva em um leilão, se o melhor preço oferecido estiver abaixo do preço declarado, o vendedor reserva-se o direito de comprar o item ele mesmo. Na prática, indica o valor pelo qual alguém está disposto a comprar ou vender alguma coisa.

¹⁵ Uma alocação de bens eficiente de Pareto é aquela na qual uma pessoa tem de piorar sua alocação de bens de forma que outra pessoa possa melhorar sua alocação (Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. *Microeconomics*. 3rd. ed. 1995, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, USA). Complementando, Varian (2000) define como sendo uma determinada situação 1, envolvendo um grupo de indivíduos, é dita ser melhor ou superior em relação a uma outra situação 2, se, na situação 1, nenhum dos indivíduos estiver com o menor bem-estar do que na situação 2 e pelo menos um deles estiver com um maior nível de bem-estar. Esse nome é dado em homenagem ao economista italiano Vilfredo Pareto (1848-1923).

acordos firmados sejam honrados, os jogadores são classificados como não cooperativos. Já quando os jogadores podem tomar decisões coordenadas, mediante representação por acordos de classes ou associações de interesses, são classificados como cooperativos (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Na teoria dos jogos, as ações dos jogadores podem ocorrer em duas dimensões temporais, estática ou dinâmica. O jogo é tido como simultâneo ou estático quando cada jogador tem de decidir que ação tomar sem conhecer as decisões dos demais jogadores. Por outro lado, o jogo é tido como dinâmico quando as ações de cada jogador são sequenciais, a partir de uma ordem pré-estabelecida (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Dependendo da quantidade de informações disponíveis e/ou de conhecimento de cada jogador, os jogos podem ser classificados como de informação completa ou incompleta. Quando todos os jogadores envolvidos têm ciência de toda e qualquer informação relevante para sua tomada de decisão, tais como a correta difusão de todas as regras do jogo, quem são os jogadores participantes, o que cada jogador pode tomar de ação, os possíveis resultados do jogo e as preferências dos jogadores em função dos possíveis resultados, esse jogo é classificado como de informação completa. Entretanto, basta que um único jogador não tenha acesso às informações relevantes para a sua tomada de decisão para o jogo ser classificado como de informação incompleta (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Enquadrando-se os leilões de comercialização de energia elétrica no âmbito das definições que acabaram de ser descritas, o modelo brasileiro é de leilão de valor comum, fechado (há a necessidade de habilitação prévia de compradores e vendedores), pagamento pelo primeiro preço, dinâmica de lances descendentes com um lance simultâneo final, cujo objetivo do leiloeiro é a minimização do valor de aquisição da energia elétrica. Por fim, os jogadores não são cooperativos e a informação é incompleta.

2.1.2 Equilíbrio de Nash

Dado o enfoque de teoria de jogos para o estudo de projetos de leilões, o primeiro conceito a ser estudado é o do equilíbrio de Nash.

2.1.2.1 Jogo Estático

Para introduzir o conceito de equilíbrio de Nash, inicialmente será demonstrado o funcionamento de um jogo estático com informação completa. O exemplo a ser utilizado é o

apresentado por Bierman e Fernandez (1998, cap.1).

O jogo em questão é uma exploração de petróleo, com a presença de dois jogadores: COC e TEC. Essas empresas possuem concessão para explorar o mesmo campo de petróleo, em áreas vizinhas, por dois anos, cuja reserva total conhecida é de 4 milhões de barris. No caso, as empresas têm de decidir por duas tecnologias disponíveis para perfurar seu poço, pela utilização de tubulação larga ou estreita. Caso a opção de exploração por tubulação estreita seja a escolhida, haverá investimento total de \$ 16 milhões para extração de 2 milhões de barris por ano. Já, no caso da tubulação larga, o investimento é de \$ 29 milhões, porém com capacidade de extração de 6 milhões de barris por ano.

Independente da tecnologia adotada, o custo operacional médio de extração é de \$ 5 por barril, e o preço de venda da *commodity*, no exemplo em questão, é de \$ 20 por barril.

Caso as duas empresas decidam pelo uso da mesma tecnologia de extração, seja tubulação estreita ou larga, cada uma conseguirá extrair 2 milhões de barris cada. Entretanto, se uma optar pelo uso da tubulação estreita e a outra pela larga, a primeira conseguirá extrair 1 milhão de barris e a segunda, 3 milhões de barris. Considerando-se o lucro econômico¹⁶ de cada jogador com seu *payoff* (a quantificação da valoração que esse jogador faz de cada um dos possíveis resultados do jogo), tem-se as representações dadas na tabela 3.

Tabela 3 – Payoffs dos jogadores

Valor por empresa (\$milhões)	Tipo de tecnologia escolhida pelas duas empresas		
	2 estreitas	2 largas	Estreita e larga
Custo de Perfuração	16	29	16 29
Custo de Extração	10	10	05 15
Custo Total	26	39	21 44
Receita Total	40	40	20 60
Lucro (<i>payoff</i>)	14	1	-1 16

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Dados os jogadores, suas possíveis estratégias de atuação e seus respectivos *payoffs*, pode-se representar de forma resumida esse jogo pela chamada matriz de *payoffs*, dada na tabela 4.

¹⁶ A definição de “lucro econômico” é a diferença entre “receitas” e “custos econômicos”. Na expressão “custos econômicos” estão incluídos todos os fatores de produção utilizados pela empresa, a preços de mercado, para seus custos de oportunidade (Varian, 2000, p.350-351).

Tabela 4 – Matriz de payoffs

		COC	
		Estreita	Larga
TEC	Estreita	(14;14)	(-1;16)
	Larga	(16;-1)	(1;1)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Se a empresa COC escolher a estratégia de tubulação estreita, a melhor opção para a TEC é a estratégia larga (“16” contra “14”); a mesma decisão seria tomada caso a COC adotasse a estratégia larga (“1” contra “-1”). Idêntica decisão seria tomada pela COC, independente da decisão que o outro irá tomar. Esse exemplo é um caso típico de equilíbrio de estratégias dominantes que se dá pela escolha da tubulação larga pelas duas empresas.

Embora o equilíbrio desse jogo seja bem caracterizado, pode-se verificar que o resultado obtido, (1;1), não é o melhor para os dois jogadores, pelo critério de ordenação de Pareto. A melhor escolha para os dois jogadores teria sido a opção de tubulação estreita, a qual só seria possível caso os dois jogadores estabelecessem um acordo de cooperação, com a certeza de que o acordo seria cumprido. Esse exemplo é tão interessante para a literatura de teoria dos jogos que recebe um nome bem característico: dilema do prisioneiro¹⁷.

Supondo agora que cada uma das empresas tenha a possibilidade de decidir não explorar ou não perfurar seu poço de petróleo e, caso apenas uma das empresas resolva explorar o petróleo, o lucro econômico (*payoff*) em função da tecnologia adotada será o apresentado na tabela 5.

Tabela 5 – Payoffs dos jogadores modificada

Valor por empresa (\$ milhões)	Tipo de tecnologia escolhida por uma empresa	
	Estreita	Larga
Custo de Perfuração	16	29
Custo de Extração	20	20
Custo Total	36	49
Receita Total	80	80
Lucro (payoff)	44	31

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Nesse caso, e modificando-se um pouco a matriz de *payoffs* do jogo de perfuração de petróleo, assumindo os valores dados na tabela 6.

¹⁷ “A discussão original do jogo tratava de uma situação em que dois prisioneiros, comparsas num crime, eram interrogados em locais separados. Cada prisioneiro tinha uma escolha de confessar o crime e envolver o outro, ou negar sua participação no crime. Se apenas um prisioneiro confessasse o crime, ele seria libertado e as autoridades condenariam o outro prisioneiro a seis meses de prisão. Se ambos os prisioneiros negassem seu envolvimento, ambos passariam um mês na prisão devido a aspectos burocráticos, e se confessassem, seriam ambos presos por três meses” (VARIAN, 2000, p.533).

Tabela 6 – Matriz de *payoffs* modificada

		COC		
		Não Perfura	Estreita	Larga
TEC	Não Perfura	(0;0)	(0;44)	(0;31)
	Estreita	(44;0)	(14;14)	(2;16)
	Larga	(31;0)	(16;2)	(1;1)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Nesse novo cenário, não há estratégia dominante para nenhum dos dois jogadores. Uma alternativa para a solução de tal problema seria a exclusão de estratégia estritamente dominada, como é o caso de “não perfura”, e a obtenção de um equilíbrio iterado. Entretanto, não há dominância entre a estratégia estreita e larga, o que faz necessário trabalhar com um conceito mais abrangente, conhecido por equilíbrio de Nash, situação do jogo em que cada um dos jogadores adota sua respectiva estratégia de melhor resposta. No exemplo anterior, têm-se dois equilíbrios de Nash: (16,2) e (2,16).

Em resumo, os equilíbrios de Nash acontecem em jogo de equilíbrio de estratégias estritamente dominantes ou em um equilíbrio de estratégias dominantes iteradas, que é o único do jogo, e em jogo de equilíbrio de estratégias fracamente dominantes, mas não necessariamente o único deste último tipo. Além disso, a eliminação de estratégias fracamente dominadas em um jogo pode implicar a eliminação de equilíbrio de Nash do jogo (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.1).

2.1.2.2 Jogo com estratégia contínua

Nos exemplos utilizados no item anterior, jogo estático, os *payoffs* dos jogadores podiam ser representados por meio de uma matriz. Entretanto, em alguns tipos de jogos é possível que o conjunto de estratégias disponíveis para cada jogador tenha um número muito grande de elementos, como por exemplo, no caso de uma empresa, ao se fixar o preço de seu produto no mercado: a princípio, aceita-se qualquer número real positivo.

Dessa forma, a matriz de *payoffs* é substituída pela função de *payoffs*, ou seja, os valores dos *payoffs* dos jogadores podem ser representados por funções matemáticas cujos argumentos são variáveis que representam os possíveis valores que as estratégias dos jogadores podem assumir (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.1).

2.1.2.3 Matriz de *payoffs* no leilão de energia elétrica.

Fazendo-se um paralelo com os leilões de comercialização de energia elétrica, uma possível matriz de *payoffs* poderia ser representada na tabela 7.

Tabela 7 – Matriz de *payoffs* exemplificada com o mercado de energia elétrica

		Mercado: agente de geração <i>x</i>						
		Hidrelétrica	Termelétrica a óleo	Termelétrica a carvão	Termelétrica a gás	Termelétrica biomassa	Eólica	Demais
Mercado: agente de geração <i>y</i>	Hidrelétrica							
	Termelétrica a óleo							
	Termelétrica a carvão							
	Termelétrica a gás							
	Termelétrica biomassa							
	Eólica							
	Demais							

Fonte: Elaboração própria.

O resultado dos leilões preencheria a tabela 7, sendo que o ponto conceitualmente ótimo seria de um jogo de estratégia fracamente dominante, com mais de um equilíbrio de Nash.

2.1.3 Leilões com informação perfeita

Nesse caso mais simples de leilão, as valorações que os participantes têm do bem a ser leilado são de conhecimento comum. Para um melhor entendimento, suponha o leilão de um boi de primeiro preço, de lances selados com valores múltiplos de \$10 no qual José e Antônio são os únicos participantes. Os valores máximos que os dois estão dispostos a pagar pelo boi são \$54 e \$34, por José e Antônio, respectivamente. Sendo $I_{\text{JOSÉ}}$ o valor do lance de José, seu *payoff* é determinado pela seguinte diferença: $54 - I_{\text{JOSÉ}}$; valendo o mesmo raciocínio para Antônio (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Assumindo-se também que, em caso de lances iguais, o vencedor será decidido pelo lançamento de uma moeda, e que lances que gerem *payoffs* negativos são eliminados, tem-se a representação da matriz de *payoffs* desse jogo estático, dado na tabela 8.

Tabela 8 – Matriz de *payoffs* de Antônio e José: primeiro lance¹⁸

		José				
		\$10	\$20	\$30	\$40	\$50
Antônio	\$10	(12;22)	(0;34)	(0;24)	(0;14)	(0;4)
	\$20	(14;0)	(7;17)	(0;24)	(0;14)	(0;4)
	\$30	(4;0)	(4;0)	(2;12)	(0;14)	(0;4)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Esse jogo apresenta um único equilíbrio de Nash: lance do José = \$40; lance do Antônio = \$30, sagrando-se José o comprador do boi. Por se tratar de jogo com informação perfeita, José tem o conhecimento de que o lance máximo que Antônio estará disposto a dar é de \$30, desta

¹⁸ No caso de *payoffs* em que os lances são iguais e a decisão é feita por meio do lançamento de uma moeda, é necessária a aplicação da fórmula da função utilidade de Von Neumann e Morgenstern (nd), cuja esperança de cada *payoff* é de 50% do valor nominal.

forma, José dá o lance imediatamente superior, isto é, o lance máximo de Antônio mais a fração mínima permitida, que no caso resulta em \$40 de lance. No limite, o vencedor do leilão é o participante que tiver a melhor valoração, (ou seja, que esteja disposto a pagar o maior preço pelo bem leiloadado), pagando o preço equivalente à valoração do participante perdedor que fizer o lance imediatamente inferior (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Supondo-se agora que esse mesmo leilão tenha sua regra alterada para a de segundo preço, a matriz de *payoffs* passa a ser a apresentada na tabela 9.

Tabela 9 – Matriz de *payoffs* de Antônio e José: segundo lance

		José				
		\$10	\$20	\$30	\$40	\$50
Antônio	\$10	(12;22)	(0;44)	(0;44)	(0;44)	(0;44)
	\$20	(24;0)	(7;17)	(0;34)	(0;34)	(0;34)
	\$30	(24;0)	(14;0)	(2;12)	(0;24)	(0;24)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Nesse caso, há seis equilíbrios de Nash (duas últimas colunas da tabela 9). Pode-se assim observar que o lance de \$30 de Antônio domina fracamente as outras duas estratégias possíveis, sendo assim, mais provável esse lance, obrigando, então, José a dar um lance melhor.

Nos dois casos, reduzindo-se o incremento (múltiplo) ao valor mínimo, o vencedor do leilão será o participante que tiver a maior valoração do bem leiloadado, pagando-se o preço equivalente à valoração do participante perdedor que fizer o lance imediatamente inferior (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Supondo-se agora outra sistemática de leilão, de lances orais, do tipo inglês, em que o leiloeiro anuncia as propostas de preços, em ordem crescente e em múltiplos de \$10: enquanto que os dois aceitam os preços propostos, o leilão continuará até que o leiloeiro exponha um preço em que um dos dois rejeita. Esse jogo, do tipo dinâmico, é representado na tabela 10.

Tabela 10 – Leilão inglês

Preço corrente	Estratégia ótima		
	José	Antônio	
\$10	Aceita	Aceita	Término do leilão
\$20	Aceita	Aceita	
\$30	Aceita	Aceita	
\$40	Aceita	Rejeita	
\$50	Aceita	Rejeita	
\$60	Rejeita	Rejeita	

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

José é o vencedor do leilão, pagando \$40 pelo boi, ou seja, o mesmo resultado dos dois casos anteriores. E, assim como no leilão selado, reduzindo o incremento (múltiplo) ao limite, o vencedor do leilão é o participante que tem a melhor valoração pelo bem leiloadado, pagando o preço equivalente à valoração do participante perdedor que fizer o lance imediatamente inferior (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Mantendo a sistemática de lances orais, mas com o leiloeiro anunciando as propostas em ordem decrescente e finalizando o certame quando um dos participantes aceita o valor ofertado, o resultado será o mesmo, conforme demonstra a tabela 11.

Tabela 11 – Leilão *clock* ou japonês

Preço corrente	Estratégia ótima		
	José	Antônio	
\$100	Rejeita	Rejeita	
\$90	Rejeita	Rejeita	
\$80	Rejeita	Rejeita	
\$70	Rejeita	Rejeita	
\$60	Rejeita	Rejeita	
\$50	Rejeita	Rejeita	
\$40	Aceita	Rejeita	Término do leilão
\$30	Aceita	Aceita	
\$20	Aceita	Aceita	
\$10	Aceita	Aceita	

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Assim, a partir da análise das quatro possíveis modalidades, Bierman e Fernandez (1998, cap.14) concluem que, em ambiente de informação perfeita, independente da sistemática adotada para o leilão, o vendedor obtém a mesma receita.

Entretanto, nos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, os jogadores não tem a certeza de quem sejam seus competidores finais, isto porque, desde 2009 o leiloeiro não divulga quem depositou a garantia de participação – *bid bond* –, assim como não sabem a quantidade demandada e nem tem ciência das ações dos outros jogadores. Assim, faz-se necessário o estudo de leilões com informação incompleta, objeto do próximo item.

2.1.4 Leilões com informação incompleta

A primeira hipótese adotada por Bierman e Fernandez (1998, cap.14) para a análise dessa modalidade de leilões é que a valoração dos participantes são valores privados independentes, isto é, cada um conhece apenas sua valoração, ou seja, o preço máximo que estará disposto a pagar pelo bem leiloadado. Eles supõem ainda que, a partir de informações de domínio público, os participantes procuram estimar a valoração de seus concorrentes.

O exemplo proposto por Bierman e Fernandez (1998) para analisar os leilões de informação incompleta é o do leilão que Verônica deseja fazer para vender sua coleção de revistas em quadrinhos, no qual apenas Mariana e Julia se interessaram. As variáveis a serem utilizadas nesse exemplo são:

- V_M = valoração de Mariana
- V_J = valoração de Júlia
- b = lance do participante
- $V_i - b_i$ = *payoff* do participante *ex post*.

Assume-se que a valoração do concorrente é incerta, correspondendo a uma variável aleatória contínua e uniformemente distribuída no intervalo $[0,1]$. Em caso de empate, a decisão será dada por meio do lançamento de uma moeda.

2.1.4.1 Lances selados

Bierman e Fernandez (1998, cap.14) demonstram que cada participante dá como lance a metade da valoração que cada um faz do bem e que só existe um equilíbrio de Nash: $\{\frac{1}{2} V_M ; \frac{1}{2} V_J\}$. Para demonstrarem seus resultados, os autores consideram que, para o lance ótimo de Júlia $\{\frac{1}{2} V_J\}$, a utilidade esperada condicional de Mariana (EU_M) será a dada pela equação 1:

$$EU_M(b_M, b_J^*) = 0 \times P\left[\frac{1}{2}V_J > b_M\right] + (V_M - b_M) \times P\left[\frac{1}{2}V_J < b_M\right] + 50\% \times (V_M - b_M) \times P\left[\frac{1}{2}V_J = b_M\right] \quad (1)$$

Equação 1 – Utilidade esperada condicional de Mariana

Dada a hipótese de que a valoração do concorrente é uma variável aleatória contínua, a probabilidade do lance de uma empatar com a valoração da segunda é zero. Desta forma, a equação 1 reduz-se à equação 2.

$$EU_M(b_M, b_J^*) = 0 + (V_M - b_M) \times P\left[\frac{1}{2}V_J < b_M\right] + 0 = (V_M - b_M) \times P[V_J < 2b_M] \quad (2)$$

Equação 2 – Utilidade esperada condicional modificada de Mariana

Sendo V_J uma variável aleatória com distribuição uniforme entre $[0,1]$, assim $P[V_J < x] = x$, desta forma, a equação 2 pode ser simplificada para a equação 3.

$$EU_M(b_M, b_J^*) = V_M - b_M \cdot \min(2b_M, 1) \quad (3)$$

Equação 3 – Utilidade esperada condicional simplificada de Mariana

A partir dessa última equação, qualquer lance de Mariana superior a $\frac{1}{2} V_M$ será pior que o lance de $\frac{1}{2} V_M$, o que torna essas outras estratégias estritamente dominadas. Portanto, a equação 3 assume a representação dada pela equação 4.

$$EU_M(b_M, b_J^*) = V_M - b_M \cdot 2b_M = 2b_M V_M - 2b_M^2 \quad (4)$$

Equação 4 – Utilidade

Por fim, a maximização da equação 4, aplicando-se a derivada parcial da utilidade de Mariana por seu lance, resulta em um lance de $b_M = \frac{1}{2} V_M$. O resultado para Júlia é análogo: $b_J = \frac{1}{2} V_J$.

Bierman e Fernandez (1998, cap.14) resumem o resultado dessa análise ao afirmarem que o leilão com primeiro preço e lances selados, no qual todos os participantes serão neutros a risco e tem valores privados independentes, resultará em lances que serão estritamente menores do que as respectivas verdadeiras valorações desses participantes.

Consequentemente, o lance vencedor do leilão será o melhor lance entre $\frac{1}{2} V_M$ e $\frac{1}{2} V_J$, e a receita esperada por Verônica (ER_V), apresentada na equação 5.

$$\begin{aligned} ER_{\text{Verônica}} &= E \left[\frac{1}{2} \cdot \max(V_M, V_J) \right] = \frac{1}{2} \int_0^1 \int_0^1 \max(V_M, V_J) \cdot F(V_M, V_J) \cdot dV_M V_J \\ ER_{\text{Verônica}} &= \frac{1}{2} \int_0^1 \int_0^1 \max(V_M, V_J) \cdot 1 \cdot 1 \cdot dV_M V_J = \frac{1}{2} \left[\int_0^1 \left(\frac{1}{2} - \frac{V_J^2}{2} \right) dV_J + \int_0^1 \left(\frac{1}{2} - \frac{V_M^2}{2} \right) dV_M \right] \quad (5) \\ ER_{\text{Verônica}} &= \frac{1}{2} \left\{ \left[\frac{V_J}{2} - \frac{V_J^3}{6} \right]_0^1 + \left[\frac{V_M}{2} - \frac{V_M^3}{6} \right]_0^1 \right\} = \frac{1}{2} \left\{ \left[\frac{1}{2} - \frac{1}{6} \right] + \left[\frac{1}{2} - \frac{1}{6} \right] \right\} = \frac{1}{2} \cdot \frac{2}{3} = \frac{1}{3} \end{aligned}$$

Equação 5 – Receita esperada por Verônica em leilão de primeiro lance

Complementando essa análise, a alternativa estudada foi o leilão selado, mas pela regra do segundo preço. Por essa hipótese, do ponto de vista de Júlia, os cenários seriam os seguintes:

- Júlia acha que qualquer lance de Mariana será inferior a sua valoração do bem leiloadado ($b_M < V_J$). A melhor resposta seria dar um lance $b_J > b_M$ que garanta sua vitória e lhe assegure um *payoff* de $V_J - b_M$;
- Júlia acha que Mariana irá dar um lance igual a sua valoração ($b_M = V_J$). Ganhar o

leilão passará a ser indiferente, pois seu *payoff* seria zero.

- Júlia acha que o lance de Mariana será superior a sua valoração ($b_M > V_J$). Mariana ganharia o leilão independente de seu lance.

Em resumo, tem-se o cenário apresentado na tabela 12.

Tabela 12 – Respostas de Júlia no leilão selado de segundo preço

Possíveis lances de Mariana	Melhores respostas de Júlia	<i>Payoff</i> de Júlia
$b_M < V_J$	$b_J > b_M$	$V_J - b_M$
$b_M = V_J$	Qualquer b_J	0
$b_M > V_J$	$b_J < b_M$	0

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Analisando-se a tabela 12, caso Júlia dê um lance inferior a sua valoração, ela correrá o risco de que Mariana dê lance superior a seu, mas ainda inferior a sua valoração ($b_J < b_M < V_J$), implicando na perda de *payoff* positivo ($V_J - b_M$). Por outro lado, caso Júlia dê um lance superior a sua valoração, ela correrá o risco de ganhar o leilão ($b_J > b_M > V_J$) e ficar com um *payoff* negativo. Como resultado desta análise-exemplo, Bierman e Fernandez (1998) afirmam que, em leilão de segundo preço e lances selados, cujos participantes sejam neutros com relação ao risco, dar um lance honesto, ou seja, exatamente igual ao valor real atribuído por cada participante com respeito ao bem leilado, constitui-se em uma estratégia (fracamente) dominante para todos os participantes.

Os autores ainda demonstram que a receita esperada por Verônica será a mesma que a encontrada no leilão de primeiro preço, uma vez que o preço que irá receber corresponderá ao valor do lance perdedor, conforme demonstrado na equação 6.

$$\begin{aligned}
 ER_{\text{Verônica}} &= \int_0^1 \int_0^1 \min(V_M, V_J) \cdot dV_M V_J = \int_0^1 \left(\int_0^{V_J} V_M dV_M \right) dV_J + \int_0^1 \left(\int_0^{V_M} V_J dV_J \right) dV_M \\
 ER_{\text{Verônica}} &= \int_0^1 \left(\frac{V_J^2}{2} \right) dV_J + \int_0^1 \left(\frac{V_M^2}{2} \right) dV_M \quad (6) \\
 ER_{\text{Verônica}} &= \left\{ \left[\frac{V_J^3}{6} \right]_0^1 + \left[\frac{V_M^3}{6} \right]_0^1 \right\} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{6} = \frac{1}{3}
 \end{aligned}$$

Equação 6 – Receita esperada por Verônica em leilão de segundo lance

Por fim, os autores resumem essa igualdade defendendo que em um ambiente de valores privados independentes, com todos os participantes neutros com relação ao risco, o preço esperado a ser pago pelo bem leilado será o mesmo para leilões com lances selados de

primeiro e segundo preços.

2.1.4.2 Lances orais

Bierman e Fernandez (1998, cap.14) demonstram que tanto os leilões selados com primeiro e segundo preços, como os leilões orais, a receita gerada é a esperada por quem está leiloando o bem, sob a hipótese de valor privado independente. Em outras palavras, os resultados obtidos pelo leiloeiro são os mesmos, mas as estratégias dos participantes são diferentes.

Eles retomam o exemplo do leilão para Mariana e Júlia das revistas de Verônica, sendo agora com lances orais. No caso de leilão descendente, as jogadoras têm de tomar uma única decisão, em função das propostas de preço da Verônica: qual valor a ser aceito, conhecendo-se apenas sua valoração do bem em pauta. Por exemplo, Mariana terá de definir um valor $b_M(V_M)$, sabendo que, *ex post*, seu *payoff* será de $V_M - b_M$, se sua proposta for a vencedora, ou zero, caso Maria se sagre vencedora. O raciocínio é análogo para a outra jogadora. Bierman e Fernandez (1998) destacam que esse conjunto de estratégias e *payoffs* é semelhante ao existente ao do leilão selado de primeiro preço, sendo $\{0,5 V_M; 0,5 V_J\}$ o equilíbrio de Nash. Além disso, eles afirmam que esse resultado também vale sem a hipótese de valor privado independente.

2.1.5 O projeto de um leilão

Klemperer (2002, p.169-170) e Maurer e Barroso (2011, p.110-111) defendem que os mesmos problemas que qualquer regulador reconheceria como preocupações fundamentais na concepção dos mecanismos do leilão são os que realmente importam: comportamentos colusório e predatório, barreiras à entrada de novos competidores e, mais genericamente, o poder de mercado.

No contexto desta tese, leilões frequentemente repetidos, como do mercado da eletricidade, são particularmente vulneráveis à colusão uma vez que a repetida interação entre licitantes lhes permitirá aprender a cooperar (Klemperer, 2002, p.172). Essa preocupação é explicitada pelo regulador de eletricidade do Reino Unido ao declarar que acreditava que o mercado, cujas companhias distribuidoras comprassem eletricidade diretamente dos geradores, está sujeito ao “conluio implícito” (*Office of Gas and Electricity Markets – Agência de gás e eletricidade*, 1999, pp. 173-174; *Apud* Klemperer, 2002, p.171).

Além dessas preocupações, há a de ordem prática de atrair candidatos uma vez que um leilão

com poucos participantes põe em risco a rentabilidade para o leiloeiro e são potencialmente ineficazes (Bülow e Klemperer, 1996). Cramton e Stoft (2007, p.89) compartilham essa preocupação e, ainda defendem que concorrência insuficiente não ocorre somente quando a oferta é inferior à demanda, ao preço de reserva, mas estipulam, inclusive, a necessidade de sobreoferta mínima de 4%.

À guisa de resumo, Maurer e Barroso (2011, p. ix) argumentam que as bases para o sucesso de um leilão são: (i) Estado de Direito e execução de contratos; (ii) estabilidade regulatória e não alteração das regras de leilões, e (iii) evitar-se a falta de transparência, ou seja, não deixar o leiloeiro (muitas vezes, o governo) com uma grande flexibilidade no estabelecimento de parâmetros e fórmulas.

Portanto, as características mais importantes de um leilão serão: sua robustez contra o conluio e sua atratividade para potenciais concorrentes. A incapacidade de se atender a essas questões pode levar a seu insucesso (KLEMPERER, 2002, p.187).

No caso particular de leilões de energia, a maior preocupação de Cramton e Stoft (2007, p.8) é a de combater o poder de mercado. Segundo os autores, existe um forte incentivo para que os geradores existentes exerçam esse poder, já que os maiores geradores têm significativa participação no mercado e as plantas existentes têm substanciais custos afundados, enquanto que novas plantas serão apenas uma pequena fração do total. Como resultado, qualquer um dos grandes geradores poderá definir, unilateralmente, o preço de equilíbrio mediante a supressão de oferta.

Essa preocupação, descrita por Cramton e Stoft (2007), é particularmente importante no caso brasileiro, no qual os treze principais¹⁹ agentes de geração²⁰ de energia elétrica respondem por aproximadamente 74% da capacidade instalada do sistema elétrico²¹. E, conforme poderá ser visto nos itens 3.1 e 3.3.2, com a separação da comercialização de energia elétrica entre geração existente e nova, esse poder de mercado pode ter sido potencializado no mercado de energia velha.

¹⁹ Chesf (10.615 MW), Furnas (9.457 MW), Eletronorte (9.257 MW), Petrobras (7.900 MW), Cesp (7.455 MW), Itaipu (7.000 MW), Tractebel (6.965 MW), Cemig-GT (6.783), Copel-GT (4.545 MW), AES Tietê (2.651 MW), Duke Energy (2.151 MW), Votorantim (2.020 MW), Eletronuclear (2.007 MW). Fonte: Aneel, março, 2009.

²⁰ Agentes de Geração: agente titular de concessão, permissão ou autorização, outorgada pelo Poder Concedente, para fins de geração, compra e venda de energia elétrica no âmbito da CCEE. Também chamado de gerador.

²¹ Há ainda o agravante de que, dos treze maiores agentes de geração, cinco (Chesf, Furnas, Eletronorte, Itaipu e Eletronuclear) pertencem ao grupo estatal federal Eletrobras e que, juntos, correspondem a mais de um terço da capacidade instalada nacional.

Por fim, Klemperer (2002, p.184 e p.178; 1998, p.195) alerta que um bom desenho de leilão não servirá para todos os produtos /mercados, devendo-se ser sensível às informações do contexto e aplicar-se o formato que melhor se adéque a cada situação. Deve-se, por exemplo, levar-se em conta o número de participantes e a simetria dentre eles. O autor afirma ainda que (2002, p. 170) a maior parte da literatura de leilões é pouco útil na concepção deles.

2.1.6 Forma de lance

2.1.6.1 Leilão oral ascendente

Leilões orais ascendentes têm várias virtudes, primeiro porque alocam os bens aos jogadores que mais lhes valorizam, uma vez que o jogador que atribuir maior valor ao bem a ser leilado terá, sempre, a oportunidade de dar novos lances e cobrir os do concorrente que atribuir ao bem um valor inferior, mas que tenha dado um lance mais agressivo. Além disso, se existem complementaridades entre os objetos à venda, em leilão ascendente de vários objetos é mais provável que os jogadores irão ganhar pacotes eficientes do que em leilão puro de lance selado, no qual não se pode apreender nada das intenções de seus adversários (KLEMPERER, p.178-179).

Por outro lado, os leilões orais ascendentes são vulneráveis à colusão e comportamentos predatórios. Por isso que grande parte do debate acadêmico em teoria de leilões tem sido sobre a forma de tornar o leilão ascendente mais robusto.

De acordo com Klemperer (2002, p.174), muitas vezes o leilão oral ascendente efetivamente bloqueia a entrada de jogadores “mais fracos”, incentivando os jogadores “mais fortes” a darem lances conjuntamente ou a comportarem-se de forma colusiva por saberem que ninguém mais poderá entrar no leilão para retirar os ganhos colusivos²² que eles criaram.

Outra questão que pode deprimir lances em alguns leilões orais ascendentes é a maldição do ganhador²³. Este problema se aplica quando concorrentes têm o mesmo, ou perto do mesmo,

²² Em vez de competirem umas com as outras, as empresas podem formar um conluio, chegando a um acordo para estabelecer preços e quantidades que maximizem a soma de seus lucros. Esse tipo de conluio é chamado de jogo cooperativo e conduz ao ganho colusivo (Varian, 2000, p.503).

²³ No leilão em que não valha a hipótese de valor privado independente, ou seja, leilão cujo bem em pauta tem o mesmo valor para todos os jogadores, já definido no mercado, aplica-se o conceito de leilão com valor comum. Varian (2000, p.335) alerta que “cada participante pode ter uma estimativa diferente desse valor”, isso em função de crenças e informações distintas a respeito do bem. De acordo com Bierman e Fernandez (1998) e Varian (2000), o jogador racional só ganhará o leilão se oferecer um valor pelo bem superior ao que ele valha e a qualquer outro lance de um concorrente. É denominado como a maldição do ganhador, assim sintetizado por Bierman e Fernandez (1998): “Em ambientes com valor comum, o vencedor do leilão será aquele que fizer, inicialmente, a maior superestimação do bem leilado. E participantes racionais sabem disso e levam em conta

valor para o produto, mas eles têm informações diferentes sobre o valor real ou valor comum²⁴ (KLEMPERER, 2002, p.173).

Por fim, Klemperer (2002, p.179) defende que esse formato irá sempre permitir os riscos de conluio ou de poucos licitantes. Dessa forma, a alternativa seria escolher um tipo diferente de leilão.

2.1.6.2 Leilão selado

Leilões de lance selado convencionais (ou leilões de lance selado de primeiro preço) são aqueles em que cada jogador faz, simultaneamente, uma única oferta. Como resultado, as empresas não estariam em condições de retaliar concorrentes que não cooperassem com elas, ou seja, seria muito mais difícil ocorrer um conluio do que no leilão ascendente. É verdade, entretanto, que tanto ameaças como retaliações são possíveis quando há uma série de leilões selados, mas o conluio é mais difícil do que em uma série de leilões ascendentes (KLEMPERER, 2002, p.179).

Assim, em leilões de lances selados, jogadores “fracos” têm pelo menos alguma chance de vitória, enquanto que, em leilões ascendentes, eles seguramente perderão (VICKREY, 1961). Portanto, jogadores potenciais estariam, provavelmente, mais dispostos a entrar em um leilão de lance selado do que em um leilão de preço ascendente. Leilões de lance selado podem até encorajar jogadores que entrem apenas para revender, aumentando ainda mais a competitividade do leilão (KLEMPERER, 2002, p.180).

Alguns casos reais reforçam esse entendimento, os trabalhos de Mead e Schneipp (1989) assim como os de Rothkopf e Engelbrecht-Wiggans (1993) citam como exemplo o comércio de vendas de madeira, os quais, quando realizados por leilões de lance selado, atraem mais candidatos do que leilões de preço ascendente. Como resultado, o que se depreende nessa indústria é de que os leilões de lance selado são, consideravelmente, mais rentáveis para o vendedor.

Com o mesmo entender, Hansen (1986) afirma que, mesmo condicionado ao número de jogadores, os leilões de lance selado parecem mais rentáveis do que os leilões de preço ascendente.

esse fato para escolher os valores de seus lances”.

²⁴ Vide definição no item 2.2.1.

Outra vantagem desse tipo de lance é a menor probabilidade de ocorrência da maldição do ganhador em leilões de valor comum (KLEMPERER, 2002, p.180), um problema de leilões orais ascendentes.

Uma variação dessa forma de lance é o leilão selado de segundo preço, cujo vencedor paga o lance do segundo colocado. Esta metodologia pode ser embaraçosa para o leiloeiro, se a oferta do vencedor for muito maior do que a do segundo colocado, mesmo se o mecanismo do leilão seja conceitualmente tão eficiente quanto maximizador das receitas esperadas (KLEMPERER, 2002, p.175). Por exemplo, imagine a pressão adicional que o governo do Estado de São Paulo teria sofrido caso tivesse adotado essa regra de segundo preço no leilão do Banco Banespa, em 20 de novembro de 2000, no qual a melhor oferta – Banco Santander Central Hispano – fora de R\$ 7,05 bilhões e a segunda melhor foi de R\$ 2,1 bilhões – Banco Unibanco (PORTAL TERRA, 2000), embora não se possa deixar de fazer a ressalva de que os lances poderiam ter sido diferentes caso a regra do segundo preço tivesse sido adotada.

Embora leilões de lance selado tenham muitas vantagens, também apresentam falhas. A principal delas é a de permitir alguma chance de vitória a jogadores fracos, sendo, assim, menos provável que os leilões de lance selado alcancem resultados eficientes em comparação com os leilões orais ascendentes. Por fim, ainda poderiam ser mais vulneráveis à mudança de regra do leiloeiro do que em leilões orais (KLEMPERER, 2002, p.176-177 e p.180).

2.1.6.3 Leilão anglo-holandês e vice-versa

Como solução para o dilema de se escolher entre o leilão oral (“inglês”) e o leilão selado (“holandês”), Klemperer (2002, p.181) propõe a combinação dos dois em um leilão híbrido, no qual há um primeiro estágio de leilão oral ascendente com uma fase final de lance selado, para, assim, criar o modelo de leilão denominado anglo-holandês que o autor defende por muitas vezes capturar as melhores características de ambos.

Para simplificar, assume-se que haverá um único objeto a ser leiloado. Em um leilão anglo-holandês, o leiloeiro começará pelo leilão oral ascendente no qual o preço é elevado continuamente até que todos os licitantes, exceto dois, desistam. Os dois concorrentes remanescentes serão, então, obrigados a fazer um lance selado final que não seja inferior ao preço corrente final da fase ascendente e, o vencedor paga o seu próprio lance (KLEMPERER, 2002, p.181).

O principal valor do leilão anglo-holandês surge quando um jogador (por exemplo, o detentor

de uma concessão ou licença que está sendo releiloadada) é considerado mais forte do que os rivais potenciais. Estes podem não estar dispostos a entrar em um puro leilão de lance oral ascendente contra o concorrente dito mais forte, o qual se entende será o vencedor. Entretanto, a etapa de lance selado na fase final do leilão induz alguma incerteza sobre qual dos dois finalistas irá ganhar e, assim, potenciais candidatos são atraídos por entenderem que têm alguma chance de vencer. Portanto, o preço pode ser melhor do que o alcançado pela primeira fase – oral ascendente – no leilão anglo-holandês do que se fosse utilizado puro leilão oral ascendente (KLEMPERER, 2002, p.181).

Esse formato de leilão híbrido captura vantagens do leilão de lance selado: a colusão é desencorajada por dois motivos: a rodada final de lance selado permite que as empresas declinem de acordos prévios e por eliminar a fase final de puro leilão oral ascendente no qual apenas um jogador permanece (KLEMPERER, 2002, p.182).

Igualmente, o leilão híbrido captura vantagens do leilão ascendente. Será mais provável vender a preço mais alto do que em puro leilão de lance selados, porque os finalistas classificados para a fase de lance selado puderam apreender algo sobre a percepção do valor do objeto uns dos outros, a partir do comportamento durante a fase oral ascendente (KLEMPERER, 2002, p.182).

Finalmente, Klemperer (2002, p. 182) defende que a fase oral ascendente do leilão anglo-holandês extrai a maior parte da informação que seria revelada por puro leilão oral ascendente, aumentando as receitas, enquanto que a fase de lance selado apresenta resultados tão bons quanto de leilão puro de lance selado na captura de receitas adicionais em virtude da aversão ao risco, restrições orçamentárias e assimetrias dos jogadores.

Pelas razões citadas, o autor sugere que o leilão anglo-holandês superaria os leilões orais ascendentes e de lance selado, mesmo que não atraia licitantes adicionais. Em suma, esse formato combinaria o melhor de ambas as formas de lance.

A experiência brasileira, nos processos de privatização na década de 1990, mostra que um leilão “holandês-inglês”²⁵, ou seja, primeira fase com lances selados seguido de fase com lances orais (essa fase só é realizada se a diferença entre os melhores lances for inferior a um percentual definido pelo leiloeiro, em geral entre 5% e 10%), pode ser a melhor estrutura

²⁵ Apelido dado pelo autor desta, em leilão híbrido de lances ascendentes e de envelope fechado, entretanto na ordem inversa a proposta por Klemperer (2002), mas em uma analogia à denominação do último.

quando se licita um único ativo. Tem-se, como exemplos, as privatizações da Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema e do Banco Banespa. Nos dois casos, nem foi necessária a fase de lances orais, uma vez que a diferença entre o melhor lance e o segundo foi maior que o percentual mínimo definido para o processo. No leilão do Banco, conforme citado anteriormente, a diferença entre o melhor e segundo melhor foi de 235,7%, enquanto que, no caso da geradora de energia elétrica, em julho de 1999, a Duke Energy adquiriu a estatal estadual paulista com lance que representou ágio de 90,21% sobre o preço mínimo estipulado.

Além desses dois exemplos de privatização, os leilões de sistemas de transmissão de energia elétrica brasileiro, que adotam o método “holandês-inglês”, são considerados casos de sucessos. Desde 1999, a outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de novas licitações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional vêm sendo realizada por meio de licitação nessa modalidade de leilão.

Pela sistemática adotada, é declarado vencedor aquele que oferecer a menor Receita Anual Permitida (RAP) pela construção e prestação do serviço. Há a primeira fase em que os concorrentes entregam proposta lacrada com o valor da RAP e, se a menor RAP apresentada for inferior a 5% da segunda menor RAP proposta, encerra-se o leilão; caso contrário, prossegue-se por viva-voz até que reste apenas um.

O processo concorrencial embute ganhos significativos ao consumidor pela diminuição das tarifas de transmissão, conforme pode ser observado na tabela 13.

Tabela 13 – Deságio dos leilões de sistemas de transmissão

Ano do leilão	Nº médio de agentes	Deságio Vencedor médio	Deságio Médio dos lances
1999	4,50	19,39%	12,20%
2000	2,14	6,87%	5,15%
2001	1,71	2,26%	2,25%
2002	3,13	5,23%	3,59%
2003	5,14	36,53%	23,95%
2004	3,62	29,75%	16,20%
2005	6,86	36,78%	24,72%
2006	7,07	46,84%	31,70%
2007	5,86	21,26%	24,20%
2008	3,46	21,89%	16,99%
2009	2,90	21,94%	17,25%
2010	5,40	27,34%	15,34%
2011	2,38	25,12%	22,80%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da ANEEL, 2011.

Adicionalmente, conforme será descrito no item 3.1.3, as licitações de outorgas de uso do bem público – aproveitamento hidrelétrico – seguem, com sucesso, esse mesmo projeto de leilão. Esses exemplos ilustram aplicações práticas e de sucesso de combinação das duas formas mais tradicionais em dar lances em leilões (inglês e holandês) e não exclusivamente a de Klemperer. Por fim, o item 3.3.3 desta, irá melhor analisar se o modelo de leilão híbrido vem favorecendo a modicidade tarifária nos leilões de comercialização.

2.1.6.4 Leilão de relógio descendente

Este leilão dinâmico tem eficiência excelente devido à robusta revelação de preço. Seu funcionamento é da seguinte forma: o leiloeiro anuncia um preço-teto, os jogadores (vendedores), em seguida, indicam as quantidades que pretendem atender a esse preço-teto; na próxima rodada, o leiloeiro determina o excesso de oferta e anuncia um preço mais baixo, quando, então, os jogadores respondem, novamente, com quantidades. Este processo continua até que haja qualquer excesso de oferta (CRAMTON; STOFT, 2007, p.7).

De forma mais detalhada, Cramton e Stoft (2007, p.7) propõem a seguinte metodologia para os lances intermediários: em cada rodada o leiloeiro faz o anúncio sobre o excesso de oferta no final da rodada anterior, o preço de início da rodada (maior preço) e o preço de término da rodada (menor preço). Cada proponente tem sua curva de oferta, que especifica a quantidade que o fornecedor oferece ao preço-teto e ao preço-base da rodada. O leiloeiro, então, determina o excesso de oferta ao final da rodada. O processo continua até que não haja excesso de oferta ao final de uma rodada, ou quando o leiloeiro entender que foi atingido o preço de equilíbrio.

De acordo com os Cramton e Stoft (2007, p.7), a utilização de lances intermediários indica aos jogadores a que preços pretendem reduzir sua quantidade. Leilões de relógio descendente sem lances intermediários só permitiriam aos jogadores expressarem sua oferta ao final de cada rodada. A vantagem de lances intermediários é permitir que o leiloeiro tenha significativo decremento, entre rodadas, sem reduzir a eficiência do leilão. Lances intermediários também reduzem a chance de empates e permitem que o leiloeiro controle melhor o ritmo do leilão.

No modelo com lances intermediários, o leiloeiro estará sempre perguntando: “Com os preços entre o par de preços-tetos e de preço-base, há algum ponto no qual você deixaria de oferecer seus recursos?” Esta pergunta é feita a cada rodada até que um par de preços que equilibre o

mercado for encontrado (CRAMTON; STOFT, 2007, p.11).

A figura 3 ilustra o mecanismo do leilão de relógio descendente. No eixo horizontal, tem-se a quantidade ofertada, a qual diminui à medida que o preço de venda (indicado no eixo vertical) for reduzido. As faixas azuis indicam os limites entre preço-base e preço-teto de cada rodada. O preço de equilíbrio é alcançado quando a oferta equivaler-se à demanda.

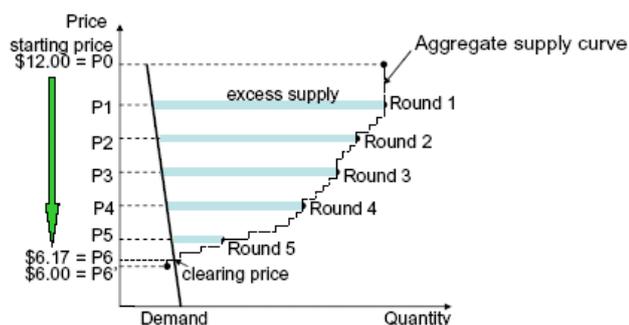


Figura 3 – Leilão de relógio descendente

Fonte: Cramton e Stoft, 2007.

Por fim, o trabalho de Cramton e Stoft (2007, p.8) usa como exemplo leilões de comercialização de energia elétrica de novos projetos. Há a preocupação de que o leilão proposto respeite o fato de os projetos serem indivisíveis, ou seja, as unidades geradoras venderem lances inteiros. Por exemplo, um agente de geração com um novo projeto de 500 MW ficaria particularmente insatisfeito se participasse do leilão e descobrisse que ganhou, mas só vendeu 10 MW, não a totalidade de 500 MW oferecidos. Para evitar-se tal problema, a curva de oferta é dada em quantidades discretas e o lance deve corresponder à quantidade física das unidades geradoras. Assim, com lances inteiros, geralmente não é possível ter-se o equilíbrio exato de mercado quando a oferta for exatamente igual à demanda. Cabe ressaltar que tal cuidado já é tomado nos leilões brasileiros de comercialização de novos empreendimentos no ambiente de contratação regulada.

Os leilões brasileiros do mercado de eletricidade, no ambiente de contratação regulada, adotam o mecanismo de relógio descendente, porém sem o lance intermediário puro, uma vez que não há divulgação do excesso de oferta, nem indicação de um preço-base a cada nova rodada/etapa, apenas de um preço-teto, quando, então, os geradores indicam quanto de energia aceitam vender por aquele preço.

2.1.7 Preço de reserva

O preço de reserva indica o valor pelo qual alguém está disposto a comprar ou vender alguma coisa. Nos leilões descendentes trata-se do preço-teto, nos ascendentes, do preço mínimo. Maurer e Barroso (2011, p.111) entendem que a fixação do preço de reserva é uma tarefa difícil dada as incertezas envolvidas, sendo ainda que, no leilão descendente, se for muito baixo, nenhuma proposta será recebida. Por outro lado, preço-teto muito elevado pode permitir que os jogadores capturassem alguma valia extra, em detrimento do consumidor. A mesma preocupação é dividida por Grobman e Carey (2001, p.545 e p.551), os quais afirmam que, embora o preço-teto seja necessário para evitar preços ilimitados, os autores não negam que é difícil determinar seu nível ideal.

A definição de um preço de reserva ótimo ainda é um dos grandes desafios da teoria de leilões, sendo evidente a preocupação dos teóricos. Klemperer (2002, p.175) alerta que muitos dos fracassos em leilões foram devidos à incapacidade em se definir o preço de reserva adequado.

Um preço reserva inadequado é muitas vezes contrário não só a grupos empresariais, mas também ao próprio governo, para quem seria muito embaraçoso quando o preço de reserva não é atingido, ou seja, o objeto não será vendido e o leilão será considerado um fracasso (KLEMPERER, 2002, p.175).

Além disso, a credibilidade de preços de reserva é de especial importância, ou seja, se o preço de reserva não for um verdadeiro compromisso de não vender o objeto caso o leilão não atinja esse valor, então não terá qualquer significado e os candidatos irão tratá-lo como tal (KLEMPERER, 2002, p.177).

Nos leilões ascendentes, Klemperer (2002, p.175) ainda afirma que, quanto mais baixo for o preço de reserva, mais atraente ele se tornará. Na mesma linha, porém citando leilões de preço descendente, Cramton e Stoft (2007, p.7) defendem que é importante que o preço-teto seja fixado em nível suficientemente elevado para criar excesso significativo de oferta. Definir preço-teto demasiadamente elevado em leilão de preço descendente provoca pouco dano, uma vez que a concorrência entre os projetos irá determinar o preço de equilíbrio e, assim, ele será rapidamente derrubado. Por outro lado, a definição de preço-teto muito baixo destrói o leilão, pois ele terá início ou com oferta inadequada ou com concorrência insuficiente.

Corroborando tal afirmação, o trabalho desenvolvido por Grobman e Carey (2001, p.549-551)

demonstra que a introdução de preço-teto em mercado de eletricidade reestruturado pode impactar significativamente nos investimentos de longo prazo e os preços realizados no mercado de curto prazo. Em mercados competitivos, preços-tetos inadequados inibem novos investimentos e acabam por aumentar os preços médios ao consumidor, uma vez que centrais de geração com custo variável elevado serão despachadas com maior frequência, ou seja, o preço *spot* atinge o limite máximo uma percentagem maior de vezes, dada a não introdução de novas plantas de geração (efeito deteriorativo sobre o investimento, nas palavras dos autores).

Além desse efeito, quando o preço-teto está inclusive abaixo da média dos custos, nenhum investimento será feito, porque não é rentável investir em expansão da capacidade que nunca irá cobrir seus custos médios.

Assim, uma vez que a maximização do bem-estar social irá aproximar um resultado competitivo, os resultados da pesquisa de Grobman e Carey (2001, p.545) sugerem que o preço-teto deverá ser evitado em mercados competitivos.

Já no caso de gerador monopolista, os preços-tetos são necessários para limitar o poder de mercado, pois, em sua ausência, os monopolistas podem aumentar os preços sem limite, dado o pressuposto de que a demanda é inelástica.

Mesmo assim, para mitigar essa potencial imperfeição do mercado, em leilões descendentes, um preço de reserva suficiente para atrair o interesse de muitos ofertantes deverá ser definido, e, ao mesmo tempo, deverá refletir os custos específicos para a usina que está sendo leiloada (Maurer e Barroso, 2011, p.ix).

Vários são os casos de adoção de preços-tetos em mercados reestruturados, não só no Brasil, a fim de proteger os consumidores de alta dos preços que resultam da escassez de capacidade ou de comportamento estratégico/poder de mercado pelos agentes: Colômbia, Chile, Peru, Espanha, PJM – (Pennsylvania – New Jersey – Maryland, EUA), New England (EUA), Califórnia (EUA) e Panamá (Maurer and Barroso, 2011, p.163). A introdução de tais limites é ainda defendida por Graves *et al.* (1998) e Hirst *et al.* (1999), que alegam que o público deve ser protegido contra a alta dos preços.

2.1.8 Forma de pagamento

Na modelagem do leilão, além das discussões anteriores, outra importante decisão a ser tomada pelo leiloeiro é a escolha da forma de pagamento pelos vencedores, se uniforme ou

discriminatório.

Em leilões de preço uniforme, os preços de mercado são determinados pelo preço de oferta da unidade marginal aceita. Já nos leilões discriminatórios, os fornecedores são pagos pelos lances dados, enquanto que os compradores pagam o valor médio (ponderado) dos lances aceites (FABRA *et al.*, 2002, p.74).

Mercados de eletricidade diferem em inúmeras dimensões, entretanto, nos mercados de eletricidade, estudados²⁶ por Fabra *et al.* (2002, p.73-74), com a exceção do formato de leilão discriminatório adotado na Inglaterra e no País de Gales, todos os outros foram organizados como leilões de preço uniforme. Já, no caso brasileiro, não estudado pelos autores em questão, os leilões praticados no âmbito do ambiente de comercialização regulada são organizados com pagamento discriminatório e, ainda cabe ressaltar que nos modelos internacionais estudados pelos autores, os leilões são para contratação de energia de curto prazo, no Brasil, os contratos de comercialização de energia de novos projetos são de longo prazo (15 a 30 anos).

E a partir da análise de casos práticos, por Fabra *et al.* (2002) entendem que leilão de preço discriminatório pode cercear os abusos de poder de mercado. Por outro lado, eles afirmam que é bem conhecido entre os teóricos de leilões que nem a teoria, nem evidências empíricas dizem-nos que leilões de preço discriminatório têm desempenho superior aos leilões de preço uniforme em mercados como o de eletricidade.

Wolfram (199, p48-53), por exemplo, argumentou em favor de leilões de preço uniforme para mercado de eletricidade; já Rassenti, Smith e Wilson (2011) citam evidências experimentais que sugerem que os leilões de preços discriminatórios podem reduzir a volatilidade, mas à custa de preços médios mais elevados.

Federico e Rahman (2001) demonstram evidências teóricas em favor de leilões de preços discriminatórios, pelo menos para os casos de concorrência perfeita e monopólio, enquanto que Klemperer (2002, p. 171) sugere que os leilões de preços discriminatórios poderão estar menos sujeitos ao conluio e que, em caso de leilão selado com pagamento uniforme de bem homogêneo, como a eletricidade (isto é, apresenta função demanda), o resultado não é mais eficiente sob o ponto de vista econômico, pois o bem é comercializado a preço único

²⁶ O artigo não indica quais são os mercados estudados pelos autores, mas eles tratam como se fossem do mundo todo.

determinado pelo menor lance vencedor.

Além disso, Klemperer (2001) sugeriu que os equilíbrios colusivos do leilão contínuo de preço uniforme são uma das razões pelas quais as autoridades reguladoras do Reino Unido decidiram adotar o formato de leilão discriminatório (*Apud FABRA et al.*, 2002, p.76):

Leilões de preço uniforme são mais vulneráveis a conluio do que (...) leilões de preços discriminatórios (...). Em leilões de preço uniforme (...) os jogadores podem tacitamente concordar em dividir o mercado a preço muito favorável para si próprios com cada um dando lance extremamente agressivo para quantidades menores do que da parcela de conluio, impedindo, assim, outros jogadores a apresentar propostas para mais (...). O regulador de eletricidade do Reino Unido acredita que seu mercado caiu justamente neste tipo de conluio implícito. (...) Em contrapartida, conluio implícito é mais difícil em um leilão discriminatório. Em parte por esta razão, o regulador britânico propôs um novo modelo de comercialização para o mercado eletricidade (New Electricidade Trading Arrangements – NETA), que irá substituir o modelo de leilão de preços uniforme pelo leilão discriminatório (...).

Já Kahn, Cramton, Porter e Tabors (2001, p. 70-79) rejeitam a presunção de algumas autoridades reguladoras de que a mudança para leilão discriminatório irá resultar em maior concorrência ou preços mais baixos. Eles ainda afirmam que a autoridade reguladora do Reino Unido foi mal assessorada quando da proposta de mudança de leilão de preço uniforme para leilão discriminatório, sendo improvável que resulte em preços mais baixos de eletricidade, isto porque, no mercado competitivo de eletricidade, no leilão uniforme, cada gerador teria fortes incentivos para submeter lances ao custo marginal, garantindo, portanto, a eficiência tanto produtiva quanto alocativa. Em um leilão discriminatório, por outro lado, embora isto possa teoricamente ser ainda o caso, os jogadores, ao tentarem prever a oferta marginal vencedora serão, inevitavelmente, conduzidos a erros de previsão e, por conseguinte, ao despacho ineficiente, bem como a investimentos ineficientes na previsão do mercado.

Já na opinião de Von der Fehr e Harbord (1993) e Garcia-Diaz (2000), o equilíbrio entre os leilões uniforme e discriminatório diferem, certa e significativamente, quando a demanda for conhecida, antes de os lances serem submetidos. A incerteza quanto à demanda perturba a estratégia de equilíbrio dos candidatos nos dois tipos de leilão.

Com relação ao pagamento uniforme, modelo mais estudado por Fabra *et al.* (2002), os autores fazem a análise em função do período de contrato de fornecimento de energia elétrica. Com lances de contratos de curta duração, o leilão de preço uniforme apresenta mau desempenho causado pelo extremo equilíbrio de realizações de alta demanda, no qual os

fornecedores são pagos pelo preço de reserva. Este equilíbrio recebe suporte do lance do jogador marginal, suficientemente baixo a ponto de desencorajar a subcotação pelo jogador grande, estabelecido de preços. Com lances de longa duração, porém, o jogador de baixo lance é quem determina o preço de mercado em realizações de baixa demanda e, portanto, tem incentivo para aumentar seu preço. Como resultado, os incentivos para a subcotação e a competição para conquistar quotas de mercado são aumentados, o que conduz a lances mais agressivos e preços mais baixos em geral, no leilão uniforme (FABRA *et al.*, 2006, p.36).

Fabra *et al.* (2006) caracterizaram o equilíbrio dos preços nos leilões uniforme e discriminatório em um modelo de leilão multiunidade refletindo algumas características-chave dos mercados de eletricidade descentralizados. Os autores citados compararam os equilíbrios nos dois formatos de leilão tanto em termos de preços médios pagos aos fornecedores quanto à eficiência produtiva. Em caso de lances de curta duração, descobriram que os leilões uniformes resultam em preços médios mais elevados do que em leilões discriminatórios. A comparação dos leilões em termos de eficiência produtiva é mais complexa, pois depende do tipo de equilíbrio que é jogado no leilão uniforme, bem como dos valores dos parâmetros. Quando a demanda for incerta (nos lances de longa duração), pelo menos no caso de perfeita simetria, pagamentos a fornecedores serão os mesmos em ambos os formatos de leilão.

No entanto, sob o restritivo pressuposto de que as empresas são simétricas, migrando de um leilão uniforme de lances de longa duração (como o mercado original na Inglaterra e no País de Gales) para um leilão discriminatório com lances de curta duração (como no NETA – *New Electricity Trading Arrangements*) não haveria qualquer impacto nos preços esperados. Isto sugere que uma menor concentração do mercado e um aumento da capacidade total pode ter sido responsável pela redução inicial de preços de eletricidade no mercado livre na Inglaterra e no País de Gales, em 2001-2002, do que qualquer mudança na concepção do mercado (FABRA *et al.*, 2006, p.36).

Alterações na capacidade total, na distribuição da capacidade, bem como da estrutura do mercado (isto é, fatores estruturais) não têm qualquer efeito sobre os preços no leilão uniforme em estados com alta demanda, mas pode conduzir a mais forte competição nos preços em leilão discriminatório. Intervenções regulatórias para mudar as regras do mercado, por outro lado, afetam as estratégias de lance nos dois tipos de leilão (FABRA *et al.*, 2006, p.36-37).

Por fim, eles concluem que o leilão uniforme seria sempre fracamente superado pelo leilão discriminatório no que diz respeito ao total de receitas. Assim sendo, a análise de Fabra *et al.* (2006) sugere que a entidade reguladora, que se preocuparia apenas com a minimização dos preços, preferirá o formato discriminatório. No entanto, se o regulador atribui pesos positivos tanto para a eficiência produtiva e excedente do consumidor, o tipo de leilão dependerá dos pesos atribuídos a cada um e os dados sobre a indústria.

No caso brasileiro, no qual um dos pilares do modelo do setor elétrico é a modicidade tarifária, a adoção do modelo de pagamento discriminatório é respaldada pela bibliografia.

2.1.9 Leilão de Vickrey-Clarke-Groves

Aprofundando a discussão preliminar no item introdutório da revisão bibliográfica da teoria de leilões (item 2.1.1), o leiloeiro deve determinar o critério do valor a ser pago pelo bem leilado e, além do tradicional pagamento pelo primeiro preço (dado pelo valor do lance), em 1961, Vickrey concebeu um procedimento de lance selado de segundo preço (conhecido por “leilões de Vickrey”), no qual mostrou que, no contexto de valores privados independentes, com jogadores simetricamente neutros ao risco, leilões selados de segundo preço têm como estratégia de equilíbrio dominante a revelação da verdade, sendo economicamente eficiente, e que produzem a mesma receita esperada para os tomadores de lance do que as estratégias de equilíbrio em leilão oral progressivo ou leilão selado de primeiro-preço. Em tal procedimento, a melhor proposta ganha, mas o pagamento é dado pelo valor da melhor oferta perdedora (ROTHKOPF *et al.*, 1990, p.95; ROTHKOPF, 2007, p.191). A ideia fundamental de Vickrey foi a de fazer que o preço recebido por um jogador seja independente de sua própria oferta, lances ao custo marginal podem ser induzidos como estratégia fracamente dominante.

Von der Fehr e Harbord (1993, p. 531-546) consideraram uma versão do leilão de Vickrey na qual pagasse um preço para cada fornecedor, para cada unidade aceita pelo leiloeiro, determinado pela intersecção da curva de demanda com a curva de oferta residual obtida pela subtração das unidades de maior preço desse fornecedor. Um fornecedor pode, então, influenciar seu próprio *payoff*²⁷ apenas na medida em que seus lances afetem a probabilidade de ser despachado. Considerando-se que o fornecedor prefira operar em todas as realizações da demanda cujo retorno seja positivo para ele, e que prefira não operar sempre que o retorno seja negativo, ofertar preço para o fornecimento, equivalente a seu custo marginal, torna-se

²⁷ Lucro econômico, conforme definição no item 2.1.2.1, nota de rodapé número 16, página 13.

estratégia fracamente dominante.

Rothkopf *et al.* (1990, p.95) explicam três grandes virtudes do leilão de Vickrey, a primeira é que as estratégias de equilíbrio são reveladoras da verdade. Isto é, a estratégia de equilíbrio é aquela na qual o jogador submete seu verdadeiro custo ou valor. Além disso, a revelação da verdade não só é estratégia de equilíbrio, como o é a estratégia dominante, ou seja, é ótimo para o jogador seguir a estratégia de revelação da verdade, mesmo que ele atribua probabilidade positiva à possibilidade de seus concorrentes virem a desviar-se de suas estratégias de equilíbrio.

Corroborando para tal compreensão, Ausubel e Milgrom (2005, p.20) afirmam que a propriedade da estratégia dominante reduz os custos do leilão, tornando mais fácil para os concorrentes determinarem sua estratégia ótima de lance, e elimina os incentivos para os jogadores gastarem recursos para aprenderem acerca dos valores ou estratégias de seus concorrentes. Essa despesa é um desperdício do ponto de vista social, pois não é necessário identificar a alocação eficiente, se isso pode ser incentivado pelos mecanismos de leilão, sob qual aspecto a melhor estratégia de cada proponente dependerá de seus adversários adotarem suas melhores estratégias.

A propriedade de estratégia dominante também tem a aparente vantagem de adicionar confiabilidade e eficiência de predição, porque significa que a colusão não é sensível a suposições sobre o que os jogadores possam saber sobre valores e estratégias uns dos outros. Teoremas desenvolvidos por Green e Laffont (1979) e por Holmstrom (1979) mostram que, com respeito aos pressupostos fracos, o mecanismo de Vickrey é o único de comunicação direta com estratégia dominante, resultados eficientes e nenhum pagamento pelos jogadores derrotados (AUSUBEL; MILGROM, 2005, p.20).

A segunda virtude apontada por Rothkopf *et al.* (1990, p.95) é a de que, no equilíbrio, o leilão sempre leva à completa eficiência econômica. O jogador com o valor mais alto, ou o custo mais baixo, sempre ganha, ou seja, não existe chance de o concorrente que atribua melhor valor perca o leilão para o concorrente que atribuíra menor valor.

Clarke (1971)²⁸ e Groves (1973)²⁹ generalizaram os resultados do leilão de Vickrey para um

²⁸ Clarke, E. (1971). Multipart pricing of public goods. *Public Choice*, n.º 8, p. 19-33 *apud* Rothkopf, 2007, p.191.

²⁹ Groves, T. (1973). Incentives in teams. *Econometrica*, n.º 41, p. 617-631 *apud* Rothkopf, 2007, p.191.

procedimento amplo de processo competitivo, tornando os leilões Vickrey um caso especial e passou a ser denominado por procedimento Vickrey-Clarke-Groves – VCG. O procedimento VCG foi aparentemente concebido visando o interesse dos jogadores em leilões de vários itens, com valores interdependentes para, honestamente, propor o valor de cada combinação. Isto é alcançado pela otimização (em geral, trata-se de problema de programação inteira) que determina as melhores combinações de ofertas a serem honradas e a fixação de preços, por meio de reembolso a cada jogador vencedor do aumento no valor da função objetivo que por seus lances (ROTHKOPF, 2007, p.191).

Os jogadores vencedores pagam o montante de seus lances, mas são reembolsados pela diferença entre o valor ótimo da função objetivo com todos os lances e seu valor com seus próprios lances omitidos. Tal restituição é, às vezes, chamada de “pagamento de Vickrey” ou “desconto de Vickrey”. Esse processo garante ao jogador que seu lance determine se ele ganhará, mas não afeta o preço que ele tem de pagar (ROTHKOPF, 2007, p.191).

Entretanto, por mais que a elegância matemática do leilão Vickrey-Clarke-Groves ofereça perfeita eficiência com a estratégia dominante de revelação da verdade, ele era raro em 1990 (ROTHKOPF *et al.*, 1990³⁰) e continua sendo, pelo menos até quando Rothkopf (2007, p.191) tenha publicado. O autor argumenta que ninguém tem conduzido um processo geral VCG no comércio real devido a alguns problemas práticos.

O primeiro problema é que os jogadores são relutantes em seguir a estratégia dominante de revelação da verdade. O “bom” funcionamento desse leilão exigiria que os empresários, a contragosto, revelassem seus custos (ROTHKOPF, 2007, p.193; ROTHKOPF *et al.*, 1990, p.108). Ausubel e Milgrom (2005, p.36) são da opinião de que há boas razões para os concorrentes estarem relutantes em revelar seus valores, já que podem perder fração de sua renda econômica, revelada pelo formato de leilão selado de segundo-preço, em negociações subsequentes.

Por exemplo, suponha que a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, promova licitação para a outorga de concessão de um aproveitamento hidrelétrico, cujo critério de decisão seja o de menor tarifa ofertada pela energia elétrica a ser fornecida aos consumidores cativos, como é a regra atual. Entretanto, utilizando o leilão de Vickrey com abertura pública dos lances. Digamos que o consórcio vencedor apresente proposta de R\$ 100/MWh (seu custo

³⁰ Rothkopf, M. H., T. J. Teisberg, E. P. Kahn. 1990. Why are Vickrey auctions rare? *J. Political Econom*, n.º 98, p. 94-109 *apud* Rothkopf, 2007, p.191.

real), e que a segunda melhor oferta tenha sido de R\$ 150/MWh. Se esta foi uma operação isolada, pode-se esperar ter lucro de R\$ 50/MWh. Entretanto, para a construção do empreendimento, após o certame, suponha que o consórcio vencedor ainda precise negociar com empreiteiras e bancos, além de organizações de licenciamento socioambiental e sindicatos. A posição negocial será fraca, porque todos os *stakeholders* saberão que o consórcio vencedor tem R\$ 50,00/MWh que “não precisa”. Nesse caso, o consórcio vencedor gostaria muito que tivesse proposto mais do que seu verdadeiro custo, porque isso iria melhorar sua posição nessas negociações, a fim de manter maior proporção de seu lucro.

Esse exemplo mostra que o leilão de Vickrey induz os competidores com poder de mercado a se comportar de forma eficiente, pagando a quantia que poderia extrair usando seu poder de mercado. No entanto, se esse pagamento for grande e visível, pode muito bem conduzir a pressões políticas para controlar o poder de mercado. E, segundo Rothkopf (2007, p.193), esta possibilidade pode levar os licitantes a mudarem seus lances.

Em caso de restrições orçamentárias dos licitantes, há mais um problema com o leilão VCG, que pode destruir a propriedade de estratégia dominante, mesmo quando não há chance de o preço cobrado ser superior ao limite orçamentário do licitante (AUSUBEL; MILGROM, 2005, p.36). Este problema não é restrito a situações em que o tomador de oferta saiba que um ou mais dos licitantes tenha restrições orçamentárias, também é relevante quando o tomador de lance não sabe ao certo se nenhum dos candidatos tenha essa limitação. Em geral, será difícil para o tomador de lance saber se os jogadores têm restrições orçamentárias (ROTHKOPF, 2007, p. 192-193).

Outra característica do leilão de Vickrey que, por vezes, é considerada desvantagem, é o uso explícito de discriminação do preço: dois candidatos podem pagar preços diferentes para alocações idênticas, mesmo quando os dois submeteram o mesmo lance para aquelas alocações. Essa discriminação de preços pode ser ilegal e, muitas vezes, é considerada injusta (AUSUBEL; MILGROM, 2002, p.7).

Ainda outro problema do leilão Vickrey (Hobbs *et al.*, 2000) é que, assim como no leilão discriminatório, ele não define o preço de equilíbrio de mercado e, esse preço, pode ser necessário para conciliar variações em contratos de longo prazo.

Larson e Sandholm (2001) levantam mais uma dificuldade, os jogadores gastariam dispendioso esforço para determinar seus valores e poderiam gastar esforço similar para

estimar os valores de outros candidatos. Eles mostram que, nessa situação, não há equilíbrio de estratégia dominante razoável, inclusive nos leilões de Vickrey. Em outras palavras, no mundo real, em que um licitante deve estimar seu valor e, quanto mais se esforça, melhor ele faz, o leilão de Vickrey não funciona. Nas palavras de Rothkopf (2007, p.191-192), há inexistência de equilíbrios de estratégia dominante em modelos que incluam razoável custo para a preparação do lance.

Ainda há outra limitação, para as vendas de um único bem, as receitas dos leilões de segundo preço podem ser praticamente zero quando há incerteza quanto ao valor comum ou “quase valor comum” (MILGROM, 1981; KLEMPERER, 1998) ou decisões de entrada endógenas (BÜLOW; HUANG; KLEMPERER, 1999, p.8).

Ausubel e Milgrom (2005, p.22) ainda apontam outras fraquezas além de receita baixa (ou zero) ao vendedor: vulnerabilidade ao conluio por coligação entre jogadores derrotados, e vulnerabilidade ao uso de identidades múltiplas por um único jogador. De acordo com esses autores, no caso de bens homogêneos e valores marginais não crescentes, essas desvantagens podem ser evitadas usando-se o eficiente leilão ascendente de Ausubel (1997, 2002), na qual o leiloeiro iterativamente anuncia um preço e os jogadores respondem com quantidades. Os itens são adjudicados ao preço corrente sempre que a demanda agregada do candidato concorrente for menor do que a oferta disponível. O preço continua a ser incrementado até que o mercado atinja o equilíbrio.

Por fim, se o regulador estiver unicamente preocupado com eficiência, então o leilão de Vickrey deverá ser escolhido sempre, uma vez que garante a eficiência independente da indústria e dos dados do mercado. Se, por outro lado, o regulador estiver apenas preocupado com a maximização do excedente do consumidor, então, o leilão de preço uniforme provavelmente nunca deverá ser escolhido, já que tipicamente sua performance é inferior ao do leilão discriminatório (FABRA *et al.*, 2002, p.73-74).

Enfim, por todas essas razões, é útil pensar na teoria VCG como elegante como ponto de referência, mas não como provável concepção de um leilão no mundo real. Procedimentos melhores e mais práticos são necessários (AUSUBEL; MILGROM, 2005, p.37).

Assim, pode-se concluir que, no caso do setor elétrico brasileiro, o entendimento após essa revisão bibliográfica é o de que não deve ser aplicado o mecanismo VCG e ser mantido o pagamento discriminatório.

2.1.10 Leilão em pacote ou combinatório

Leilões em pacotes, também chamados de leilões combinatórios, são os leilões de vários itens em que os licitantes possam concorrer diretamente para subgrupos não triviais (“pacotes”) dos itens que estão sendo vendidos, em vez de se limitar a apresentar propostas em cada item, individualmente (CRAMTON; SHOHAM; STEINBERG, 2006).

Nessa modalidade de leilão, os licitantes podem oferecer lances em todos os pacotes disponíveis e adicionar novos pacotes no decorrer do leilão. As propostas vencedoras são aqueles que maximizam o preço de venda total dos bens.

De acordo com Ausubel e Milgrom (2002, p.13), a história de sucessos de vários leilões em pacote, simulados em laboratório a partir de definições de Rassenti, Smith e Bulfin (1982) para Cybernomics (2000) é impressionante. Eles relatam a variedade de acontecimentos que contribuíram para a atual tendência em desenvolver e implementar leilões combinatórios. Estes podem ser agrupados em três categorias gerais: rápidos avanços da tecnologia, evolução favorável no mercado regulado de espectros e não regulados da internet, e da pesquisa que destaca os potenciais benefícios dessa forma de leilões. Sendo que o mais importante grupo de fatores que contribuam para seu desenvolvimento está associado ao rápido avanço da tecnologia.

As análises de leilão ascendente em pacote por Ausubel e Milgrom (2002, p.38) podem explicar os resultados eficientes que, por vezes, surgem em experimentos. De acordo com os autores, se um jogador der um lance “honestamente”, o resultado do leilão não é apenas eficiente, como também se trata de uma alocação no núcleo³¹ do jogo.

Entretanto, em geral, o mecanismo de equilíbrio de mercado, quando fornecedores oferecem um pacote de produtos, é complexa, tanto que, os potenciais compradores que entenderem ser demasiado dispendiosa a investigação de todos os pacotes (combinações) de alternativas possíveis, irão escolher alguns pacotes para avaliar detalhadamente. Idealmente, o desenho do leilão deverá levar em conta o modo como essas escolhas são feitas, bem como a avaliação dos custos que suportam os jogadores (AUSUBEL; MILGROM, 2002).

Assim, em qualquer leilão de lance selado, se for demasiado oneroso avaliar todos os pacotes, os licitantes deverão adivinhar quais combinações são mais relevantes e como alocar seus

³¹ Alocação no núcleo: conjunto de atribuições viáveis que não pode ser melhorado por um subconjunto (uma coligação) dos consumidores da economia.

limitados recursos para avaliação (AUSUBEL; MILGROM, 2002).

Entretanto, há uma variedade de métodos para lidar com esses leilões de pacotes de produtos (CRAMTON *et al.*, 2006). O mais prático, neste contexto, é o leilão de relógio por procuração, que é um tipo particular de leilão de relógio que usa pacote de produtos/lances (AUSUBEL *et al.*, 2006).

Com o recurso de múltiplas rodadas, o leilão ascendente por procuração fornece o *feedback* aos proponentes sobre os pacotes relevantes, economiza os esforços de avaliação pelo jogador, permitindo que eles concentrem seus esforços sobre as combinações que têm razoável chance de vitória com base em propostas apresentadas pelos concorrentes no leilão e esconde a máxima disponibilidade para pagar pelo licitante vencedor. A característica de pagamento-pelo-lance evita a baixa receita do leilão de Vickrey e desencoraja a fraude e alguns tipos de estratégias colusórias (AUSUBEL; MILGROM, 2002, p.8).

Cramton e Stoft (2007, p.11) apresentam uma aplicação de leilão combinatório para o setor elétrico, no qual fornecedores oferecem recursos com cada recurso sendo um pacote de energia firme e capacidade. O mercado identifica o conjunto de recursos que satisfaçam tanto a necessidade de energia firme quanto de capacidade. Trata-se do leilão de relógio descendente tradicional (vide item 2.1.6.4), sendo que agora, com dois produtos e, portanto, dois preços. Em cada rodada, o leiloeiro indica um par de preços (p_E , p_C), sendo um para a energia firme e outro para a capacidade. Cada fornecedor decide então se, dado o par dos preços, o quanto pretende oferecer de seu recurso. O leiloeiro, em seguida, determina a oferta agregada tanto de energia firme quanto de capacidade. Se houver excesso de oferta de um produto, o leiloeiro reduz seu preço, a menos que o preço já seja zero. Este processo continua até que já não haja excesso de oferta de qualquer produto a preço positivo. O objetivo do leiloeiro no ajustamento dos preços é o de encontrar o equilíbrio do mercado entre oferta e demanda para todos os produtos com preços positivos.

Da mesma forma que em um leilão de relógio descendente com um produto, o leiloeiro usa lances intermediários, só que estabelece dois pares de preços (par de preços de início de rodada – par de preços-tetos) e par de preços de término de rodada (par de preços-base). E, supondo situação de mercado em que a capacidade é excedentária, o leiloeiro iria deixar rapidamente o preço capacidade cair para zero. Dessa forma, o resultado do mercado de par de produtos seria o mesmo que o do mercado de produtos individuais, uma vez que o preço

pela capacidade seria igual a zero, o que importa ao fornecedor é o preço da energia firme (CRAMTON; STOFT, 2007, p.11).

2.2 Mercado de capacidade

Neste item são estudadas as formas de contratação de capacidade, identificando as dificuldades em se estabelecer uma metodologia para esse propósito e, por fim, são apresentados alguns exemplos de mercados nos Estados Unidos.

O intuito inicial ao se estudar mercados de capacidade foi o de procurar referências internacionais que pudessem contribuir para o aprimoramento da contratação de energia termelétrica nos leilões de energia nova, cuja expressiva participação foi um dos motivadores deste trabalho, conforme relatado no primeiro capítulo.

2.2.1 A essência do mercado de capacidade

Eletricidade é um produto muito especial, não é armazenável e as demandas são flutuantes e não elásticas, por isso é difícil alcançar o equilíbrio de potência em tempo real a baixo custo. No entanto, o despacho eficiente e a programação da produção não podem ser feitas em tempo real. O fornecimento de sistema de reserva de capacidade é parte integrante de um bom funcionamento da rede elétrica, sendo necessário para manter a continuidade do equilíbrio entre eletricidade produzida e consumida (CHAN *et al.*, 2002, p.1397; JUST; WEBER, 2008, p.3198).

Cramton e Stoft (2005, p.43) afirmam que mercados de capacidade tem provado ser dos elementos mais polêmicos em modelos de eletricidade em reestruturação. De acordo com eles, muitos argumentam que não há necessidade de um mercado de capacidade, outros argumentam que, embora possam ser necessários, os modelos atuais estão lamentavelmente inadequados. Há quem ainda argumente que os mercados de capacidade são essenciais para incentivar o investimento suficiente em novas capacidades. Por fim, os autores entendem que o mercado de capacidade é necessário na maioria dos mercados de eletricidade reestruturados.

Essa necessidade surge, segundo Cramton e Stoft (2005, p.53), porque os atuais mercados de eletricidade não têm capacidade para vender confiabilidade e os elevados preços administrados de escassez, necessários para induzir nível confiável de capacidade, são geralmente reprimidos por várias medidas mitigadoras pelos que detém poder de mercado. Ao restaurar a remuneração pela potência de pico, mercados de capacidade tentam criar

incentivos ao investimento eficiente.

Stauffer (2006, p.75) ainda aponta outra preocupação no desenho dos mercados, os consumidores não aceitam a alta volatilidade de preços. A estabilidade do mercado (baixa volatilidade dos preços) é claramente um benefício para os consumidores, pois reduz o custo do capital e o preço pela capacidade. Instabilidade do mercado (alta volatilidade) é claramente negativo para os consumidores, por aumentar o custo do capital e o preço pela capacidade.

Tishler, Milstein e Woo (2008, p.1626) argumentam que, em busca da estabilidade, reguladores e políticos tendem a manter o setor elétrico com suficiente capacidade geradora de eletricidade e preços estáveis, ou intervir fortemente em um mercado competitivo de eletricidade. Eles mostram também que a probabilidade do preço atingir o pico não varia conforme o número de geradores no mercado, o que implica que uma política para promover a concorrência no mercado para atenuar a volatilidade dos preços não é provável que altere a probabilidade do preço atingir seu máximo.

Em suma, Tishler *et al.* (2008, p.1627) entendem que sem reserva de capacidade para absorver os aumentos da demanda, a volatilidade da demanda de curto prazo e o lento processo de construção fazem os picos de preços serem inevitáveis. Adicionalmente, Stauffer (2006, p.75) afirma que a boa concepção do modelo de mercado de capacidade pode alcançar a estabilidade do mercado.

Chan *et al.* (2002, p.1397) defendem ainda que, em sistemas convencionais de energia, as reservas são determinadas mais sobre o ponto de vista da confiabilidade do que na relação custo-benefício.

Por fim, Chan *et al.* (2002, p.1397) e Just e Weber (2008, p.3198) reforçam que, em mercado de capacidade, não somente a eletricidade, mas também os serviços de transmissão e de serviços ancilares são importantes commodities a serem negociadas. Operação de reserva é uma commodity importante dentro da categoria de serviços ancilares que sustenta a segurança do sistema contra falhas inesperadas de geração.

2.2.2 Modelos de reserva de capacidade

Em geral, mercados de reserva de capacidade são complexos devido à opção de reservar a capacidade com antecedência e ser aleatoriamente despachada, potencialmente várias vezes em tempo real. Esta característica é refletida em dois mecanismos de preço: preço de reserva

de capacidade e preço da utilização efetiva da energia (JUST; WEBER, 2008, p.3199).

Enquanto que, nos mercados *spot* competitivos, os preços são orientados pelos custos marginais de geração, este conceito não é útil para mercados de reserva de capacidade. A participação em mercados de reserva é impulsionada principalmente pelos custos de oportunidade das alternativas de utilização da capacidade (JUST; WEBER, 2008, p.3199).

Just e Weber (2008, p.1399) levantam um caso básico de mercados de capacidade, quando a reserva de capacidade é obrigatória (com ou sem compensação), então ela é adquirida por meio de contratos bilaterais, ou pela reserva de fornecimento de um único comprador. Este exemplo é, muitas vezes, chamado de mercado de reserva de potência ou de reserva de capacidade.

Chan *et al.* (2002, p.1398, p.1401-1402) conduziram estudo conceitual sobre o funcionamento do mercado de reserva com operação descentralizada. Eles demonstraram que a decisão descentralizada ótima é possível e que produz os mesmos resultados ótimos do que a decisão centralizado ótima.

2.2.3 Fraquezas

Cramton e Stoft (2005, p.43-44) afirmam que os atuais mercados de capacidade têm deficiências graves, e que tais fraquezas podem, provavelmente, levar ao fracasso do mercado caso os desenhos não forem ajustados. Atualmente, há pouca resposta da demanda quanto ao preço da energia, principalmente, porque a maioria dos consumidores não vê e nem paga pelo preço em tempo real. Medição em tempo real e sistemas de controle de gestão da demanda ainda não estão em vigor para a maioria dos consumidores de eletricidade. Tal ausência não incentiva o consumidor a reduzir a demanda nos horários de pico.

Além disso, segundo Cramton e Stoft (2005), a estrutura de mercado é imperfeitamente competitiva, como resultado, há momentos em que um ou mais geradores têm significativo poder de mercado, especialmente em períodos de ponta ou durante a falha de um grande gerador ou de uma linha de transmissão. Cabe aqui ressaltar que, este ponto em particular não se aplica ao caso brasileiro, pois o despacho é centralizado e a competição ocorre na fase de contratação da disponibilidade.

Essas falhas do mercado exigem que: os preços durante os horários de escassez (energia e potência insuficientes) sejam fixados administrativamente e crie-se regras para controlar e

mitigar os lances/propostas em situações em que o poder de mercado é provável. Infelizmente, essas falhas do mercado geralmente resultam em preços de pico que são raros e de curta duração, insuficientes para motivar o investimento em novas capacidades. Teoricamente, seria possível fixar preços de escassez suficientemente elevados para fornecer incentivos ao investimento, como é o caso da precificação pelo valor da perda de carga (VOLL – *value of lost load*), mas esta abordagem implicaria em estimar o VOLL, tarefa quase impossível. Além disso, expõe à carga um risco de preço elevado em tempo real, e os elevados preços de escassez incentivam os geradores a reter a oferta para criar escassez, minando a confiabilidade (CRAMTON; STOFT, 2005, p.44).

Cramton e Stoft (2005, p.45) citam o modelo de mercado simples no qual, mensalmente, os geradores ofereceriam sua capacidade em leilão de preço uniforme e o operador do sistema aceitaria as ofertas pelo critério do menor preço até a quantidade necessária de capacidade ser adquirida. Todos os geradores seriam pagos pelo preço de equilíbrio do mercado por kW mês de capacidade disponibilizada.

Um grande problema desse modelo advém da curva da demanda vertical e a oferta de curto prazo. Para a capacidade oferecida em uma base mensal, as oportunidades são limitadas e, portanto, o verdadeiro custo marginal dessa capacidade é quase nula. Assim, o resultado competitivo é determinado a partir da interseção da verdadeira curva de oferta, próxima de zero até a capacidade do sistema e, em seguida, infinita. A curva de demanda seria vertical na necessidade de capacidade (CRAMTON; STOFT, 2005, p.45).

Obtém-se preço competitivo próximo de zero, sempre que a capacidade do sistema seja suficiente para satisfazer a carga, o que por meio de planejamento deveria ser todo o tempo. O preço próximo de zero proporciona a grandes geradores forte incentivo para exercer poder de mercado, oferecendo parte de sua capacidade a preços elevados, afinal, para um gerador, é sempre melhor a entrega de uma quantidade reduzida a preço elevado do que sua totalidade, a preço próximo de zero (CRAMTON; STOFT, 2005, p.45).

Esse modelo sugere que, embora possa ser possível sustentar algo próximo ao preço competitivo a maior parte do tempo, os geradores eventualmente descobrem que maiores lances são mais rentáveis. O resultado é que o preço é determinado pela vontade dos fornecedores em exercer poder de mercado, em vez da interação eficiente entre verdadeiras demanda e oferta (CRAMTON; STOFT, 2005, p.45-46).

Um segundo problema básico é a medição da geração. Todos os mercados de capacidade na Costa Leste dos EUA remuneram os geradores com base na disponibilidade de capacidade: uma unidade que é disponível 90%, recebe 90% do preço da capacidade instalada. Ela não mede o quão bem a unidade desempenha, mas o quanto de desempenho com relação à expectativa deste para uma unidade do mesmo tipo. Esta medida é conveniente porque os dados são coletados de qualquer maneira, mas ela pode estar errada e sujeita à manipulação (CRAMTON; STOFT, 2005, p.46).

2.2.4 Requisitos

Cramton e Stoft (2005, p.46) apontam alguns elementos que entendem ser necessários para um mercado de capacidade bem sucedido: deve induzir ao correto montante de investimento, no tipo adequado, em locais corretos, assim como reduzir o risco e poder de mercado associados ao mercado da energia. Sendo que induzir ao correto montante de investimento, embora sempre controversa, devido as grandes receitas envolvidas, pode realmente ser o mais simples desses objetivos.

Krapels *et al.* (2004, p.28) defendem que, se os modelos de mercados de capacidade não funcionam, em função da cautela dos investidores quanto a ativos de eletricidade, o único meio alternativo para financiar uma nova planta de energia ou linha de transmissão é à maneira antiga: contrato de compra de energia (PPA – *power purchase agreement*) com uma entidade digna de crédito.

Isso porque, no mundo real, uma série de fatores torna mais complicada a decisão em investir em novas capacidades. Mais notadamente, os projetos levam anos para serem construídos e geram receitas que podem variar de 15 a 30 anos. Os investidores projetam as receitas esperadas sobre a vida útil de seus projetos para determinar se os investimentos são viáveis. Incertezas inerentes a esta previsão tornam potenciais projetos arriscados, o que leva ao aumento do retorno sobre o capital exigido por investidores antes de o investimento ocorrer. Posto isso, é critério importante para qualquer mecanismo de mercado destinado a promover investimento de que ele não mude com frequência, pois submeterão os investidores a riscos regulatórios desnecessários (FARR; FELDER, 2005, p.25 e p.32).

Para ser eficaz, qualquer mecanismo destinado a garantir um nível adequado de capacidade deve resultar em um mercado no qual os investidores tenham a oportunidade de gerar receita, pelo menos, igual a seu custo sempre que a capacidade for necessária para cumprir os padrões

de confiabilidade. Um modelo bem concebido não deve proteger somente a confiabilidade, deve fazê-lo a um custo que seja o mais baixo possível (FARR; FELDER, 2005, p.30).

O modelo deve reconhecer as inevitáveis flutuações na capacidade disponível que ocorrem em mercados reais. Ou seja, investimentos em capacidade frequentemente representam grande fração do total do mercado, suficiente para ter notável impacto sobre o preço e a confiabilidade. Embora os níveis de capacidade tendam à quantidade de equilíbrio dada pelo mercado, a capacidade a qualquer momento pode ser significativamente acima ou abaixo do nível de equilíbrio (FARR; FELDER, 2005, p.31).

Por fim, em sua essência, o produto capacidade deve ser simples, oferecer sua energia disponível para o operador do sistema, assim como ficar sujeita a cortes, se necessário, para resolver preocupações de confiabilidade. O pagamento pela capacidade é, apropriadamente, dado em função dos benefícios pela confiabilidade. Mercados eficientes pagam sobre o nível de serviço prestado, não em características arbitrárias do fornecedor (FARR; FELDER, 2005, p.32).

2.2.5 Estabilidade do mercado

O efeito da estabilidade do mercado nos preços cobrados aos consumidores pode ser explicado com cinco argumentos sequenciais: a estrutura dos mercados determina a volatilidade do fluxo de caixa do projeto; a volatilidade do fluxo de caixa do projeto determina a estrutura do financiamento para a nova central de geração; a estrutura financeira determina o custo de capital; o custo do capital determina o preço da capacidade, e o preço da capacidade afeta os custos aos consumidores (STAUFFER, 2006, p.75-76).

Quanto ao primeiro argumento, em mercados estáveis, os fluxos de caixa são estáveis porque os preços são estáveis. Na instabilidade dos mercados, os fluxos de caixa são voláteis porque os preços são voláteis, indo a valores muito elevados quando a oferta estiver aquém da demanda e muito baixos quando os mercados tiverem capacidade excedente. Este é o típico ciclo de crescimento e recessão das indústrias de capital intensivo (STAUFFER, 2006, p.76).

No segundo argumento, o conceito chave é de que o montante da dívida é limitada pelos índices de cobertura – fluxo de caixa dividido pelo serviço da dívida (pagamento de juros e principal) – no ponto de geração de caixa mínimo. As agências de crédito e financiadores irão prover maior percentagem da dívida para projeto com geração de fluxo de caixa mínima mais elevada, e menor percentagem quando a geração de fluxo de caixa mínima for baixa. Eles não

vão emprestar com base no fluxo de caixa máximo ou médio, uma vez que os fluxos de caixa não irão cobrir adequadamente o serviço da dívida quando a geração de caixa for baixa (STAUFFER, 2006, p.76).

No argumento seguinte, quando for necessária uma nova planta de geração, o preço pela capacidade será o preço exigido para induzir o investimento em novas centrais de produção, muitas vezes chamado de “custo de entrada”. O último argumento dita que são os consumidores quem pagam pelo preço de capacidade, assim, maior preço de capacidade significa custos mais elevados aos clientes e vice-versa (STAUFFER, 2006, p.77).

Dado que o preço pela capacidade seja menor em um mercado estável e dado que um mercado estável incentiva novas capacidades de produção com menores custos de energia, como um mercado estável poderia, então, ser alcançado? Felizmente, os reguladores têm algumas boas opções a escolher. Uma opção é voltar à regulamentação, isto proporcionaria maior estabilidade do que um mercado instável, mas não tão estável quanto um mercado estável. Sobre a regulação, a percentagem da dívida é tipicamente em torno de 50%. Já em mercado extremamente estável (com contrato em longo prazo), a dívida poderá exceder 80%. Assim, o custo de capital pode ser muito menor em um desregulamentado mercado estável (STAUFFER, 2006, p.78).

Mercado de curto prazo (este mês, este ano) só pode alocar capacidade existente, nenhuma capacidade nova pode ser adicionada a tempo de servir o mercado de curto prazo. Portanto, contrato de curto prazo conduz a elevada taxa de custo de capital, porque o investimento deve ser atribuído durante um curto período ou porque o mercado é considerado ser menos estável. Inversamente, contrato de longo prazo resolve ambos os problemas, pois proporciona estabilidade ao contrato de longo do prazo (STAUFFER, 2006, p.78).

A volatilidade ainda depende dos outros atributos de modelo de mercado, incluindo o ano de leilão (qual antecedência com relação ao fornecimento), a duração do contrato, o sistema de gestão da capacidade, bem como do formato da curva de demanda (STAUFFER, 2006, p.78).

2.2.6 Casos reais

O mercado de capacidade no novo modelo de eletricidade na Inglaterra é mensal. Apesar de que um bom modelo possa ser feito para o mercado anual, existem vantagens teóricas para o mercado mensal, quando sistemas vizinhos têm diferentes perfis de carga anual. Por exemplo, se, em um mercado, o pico é no inverno e, no outro, o pico é no verão, faz sentido vender

capacidade de um no inverno e do outro no verão. Isso é difícil de estruturar em um mercado anual (CRAMTON; STOFT, 2005, p.49).

Com relação aos valores pagos pela capacidade – tomando-se como exemplo os mercados de capacidade na PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland), New England (EUA) e outras áreas com excedente de geração também nos Estados Unidos, as centrais elétricas construídas com base no pressuposto de que seus proprietários poderiam assumir taxas de capacidade entre U\$ 30,00 – U\$ 100 por kW por ano (dependendo do custo de construção), descobriram que estavam recebendo praticamente nada pela capacidade e, como resultado, muitos dos proprietários dessas plantas foram à falência. Bancos chegaram a deter aproximadamente 70.000 MW em usinas em grande parte por esse motivo, segundo Krapels *et al.* (2004, p.28-29).

Conseqüentemente, o reduzido número de novas centrais de geração que têm entrado em operação nesses estados americanos, recentemente, teve de firmar contratos de compra de energia ou seus equivalentes para satisfazer as necessidades dos financiamentos (KRAPELS *et al.*, 2004, p.29-30).

Tal contexto conduz à natural pergunta de essa exigência por contratos de compra e venda de energia ser temporária ou estrutural. Na opinião de Krapels, Flemming e Conant (2004, p.30), ela é estrutural e haverá a necessidade de correção estrutural. Uma solução faz-se necessária, porque a utilidade marginal do excedente de capacidade para a carga na base seria zero.

Reconhecendo essa realidade, os reguladores do *New York Public Service Commission* (EUA) desenvolveram nova abordagem – a curva de demanda de capacidade – que equivale a uma regulação parcial dessa parte do sistema de energia (Krapels *et al.*, 2004, p.30). Segundo Cramton e Stoft (2005, p.53), a curva de demanda descendente inclinada é utilizada para determinar o preço pela capacidade e este é determinado com base locacional, reconhecendo as restrições do sistema de transmissão.

Já, o mercado de capacidade na PJM (EUA) apresenta proposta de *timing* diferente da Nova Inglaterra (EUA) ou Nova Iorque (EUA). Na PJM, o leilão de capacidade ocorre quatro anos antes para o fornecimento em um ano. Este longo prazo tem a vantagem de que os potenciais novos operadores poderão competir com os operadores na oferta de capacidade, entretanto, tal modelo significa que o poder de mercado no leilão de capacidade não pode ser tratado de forma simples. Além disso, não está claro se os quatro anos de antecedência, com sinalização

de preço por um ano, será melhor motivador de investimentos eficientes do que o sinal mensal de preço, como o da Nova Inglaterra, que é facilmente estimado com até vários anos de antecedência a partir de estimativas da capacidade da Nova Inglaterra (CRAMTON; STOFT, 2005, p.53).

Dois elementos essenciais de um modelo de mercado são ilustrados na Nova Inglaterra. Em primeiro lugar, a atenção especial dada à medição do produto significa que os fornecedores têm os incentivos corretos para fornecer a carga pelo que ela vale: capacidade que atende ou energia ou reserva em períodos de escassez, o que contribui para a confiabilidade. Em segundo lugar, o poder de mercado em ambos os mercados de energia e capacidade é abordada de maneira simples e robusta (CRAMTON; STOFT, 2005, p.54).

A conclusão de Krapels, Flemming, and Conant (2004, p.32), ao estudar os mercados americanos, é a de que o paradigma da curva de demanda de capacidade adotada em Nova Iorque (EUA) é o estado da arte e deve ser implementada (com modificações adequadas regionais) na Nova Inglaterra (EUA) e Califórnia (EUA) e, em última instância, na PJM (EUA). Mais cautelosos em seus pontos de vista quanto à bancabilidade, há a necessidade de que os contratos de compra e venda de energia elétrica sejam para 100% da capacidade.

2.3 Adicionais de externalidade

O estudo de aperfeiçoamento do mecanismo do leilão, com o objetivo de melhorar sua eficiência econômica, passa pelo estudo do custo social³² de um projeto.

2.3.1 Externalidades

A escolha da utilização do mecanismo de leilões para negociar energia elétrica já é demonstração de que o regulador de eletricidade busca aumentar a eficiência econômica desse mercado. Entretanto, esse compromisso envolve a consideração de todos os custos do projeto, ou seja, além dos custos internos, suas externalidades. E, de acordo com Joskow (1992, p.54), o famoso economista britânico A.C. Pigou, em seus trabalhos nas décadas de 1920 e 1930, foi o primeiro a discutir de forma ampla a teoria dos custos e benefícios externos. Décadas depois, o economista Ronald Coase foi agraciado com o Prêmio Nobel de Economia também devido a seu clássico artigo de 1960 “O problema do custo social”, que forneceu o estímulo para melhor compreensão da forma como o mercado e as instituições jurídicas podem lidar com os problemas de externalidade eficientemente.

³² Vide definição inicial no item 1.2, página 6.

De acordo com Freeman *et al.* (1992, p.19), externalidade existe quando uma parte (no caso deste trabalho, o gerador de eletricidade) gera um efeito (positivo ou negativo) sobre o bem-estar ou o custo de outros e a parte atingida leva em conta esse impacto em sua tomada de decisão.

Emissão de resíduos ao meio-ambiente é um tipo de externalidade negativa, que Joskow (1992, p.54) ainda classifica como “externalidade problema”, uma vez que o uso de ar puro e água limpa não são negociados em um mercado, assim, nas decisões de produção e preços de empresas poluidoras esses custos associados são “externos”. Se as empresas poluidoras não considerarem esses custos quando tomam decisões de produção e preço, então, não se espera grandes investimentos com o objetivo de reduzir a poluição excessiva. Conseqüentemente, a menores custos espera-se maior consumo dos bens finais cuja produção resulta nas emissões.

Ainda de acordo com Joskow (1992, p.54), problemas com externalidade são uma forma particular de “falha de mercado” que resultam da “falta de mercados” para os direitos de utilização de recursos ambientais escassos. Mercados podem ser raros devido à má definição dos direitos de propriedade, más leis de responsabilidade, custos de transações, características de fonte comum, e outras razões, como falha na regulamentação pelo governo a não forçar os proprietários de centrais de geração a levarem em consideração os efeitos de emissões no ar, água e outros recursos.

Seguindo essa linha de entendimento, Dodds e Lesser (1997, p.66) argumentam que externalidades associadas à produção de eletricidade podem causar ineficiência em duas formas. A primeira é a combinação ineficiente de oferta, na qual as emissões de resíduos no meio-ambiente é vista como entrada (além do alcance da regulamentação de taxas pelo regulador de eletricidade). A segunda é a combinação ineficiente de bens e serviços finais, porque o preço da eletricidade difere de seus custos sociais marginais. Nesse sentido, o regulador de eletricidade pode ser capaz de melhorar o bem-estar social, alterando a maneira como define os custos da eletricidade.

Joskow (1992, p.54) ainda afirma que externalidades não se limitam ao meio-ambiente e podem implicar também em custos ou benefícios sociais. Bushnell (1994, p.55) inclui, aos custos sociais da degradação ambiental, os custos associados à falta de base diversificada de combustível. Plummer e Troppmann (1990) ainda citam os “fatores de desempenho”: despachabilidade, disponibilidade e localização nas redes de transmissão e distribuição como

outros “fatores não preço”. Cabe aqui ressaltar que, no caso brasileiro, com a metodologia locacional de determinação da tarifa do uso do sistema de transmissão (TUST) e de adoção de mesma sistemática para a TUSDg (tarifa do uso do sistema de distribuição para agentes de geração) em conexões entre 88kV e 138kV, a localização dos pontos de conexão é um fator preço, por mais que a alocação sobre o custo da geração ainda possa ser aprimorada, conforme discussão no item 4.2.

A externalidade de “fator de desempenho”, disponibilidade, indicada por Plummer e Troppmann (1990) já é considerada no valor do lance dos agentes de geração no leilão do setor elétrico brasileiro, por qualquer fonte, no momento do leilão, uma vez que a garantia física das usinas, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE – como o volume máximo de energia elétrica disponível para comercialização já está considerado³³ em sua metodologia de cálculo. Por fim, a despachabilidade das usinas tem tratamento diferenciado por fonte, a hidrelétrica de potência igual ou superior a 50MW é despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS³⁴. Já a fonte eólica e a biomassa são inflexíveis, enquanto que as térmicas convencionais têm regras específicas, conforme será visto adiante no item de trata do Índice Custo Benefício – ICB (item 3.1.5).

2.3.2 Aplicação de adicionais

O adicional ambiental foi desenvolvido para servir como imposto (ou subsídio) que teoricamente internalizaria os custos ambientais externos da geração elétrica. Quando utilizado no processo de planejamento, o valor do custo ambiental é adicionado aos custos monetários de geração e os planos de expansão do sistema são otimizados, usando-se esse valor do “custo social” (BUSHNELL, 1994, p.56).

Bushnell (1994, p.55) e Freeman *et al.* (1992, p.18) afirmam que mais da metade das agências reguladores de eletricidade dos estados americanos já incorporam ou estão estudando como incorporar os custos sociais da degradação ambiental e os custos associados à falta de base diversificada de combustível aos custos da eletricidade, sob a ótica do planejamento de “menor custo” para atender às necessidades de eletricidade de seus estados.

³³ Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008, que define a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN –, estabelece que: “A garantia física para uma usina termelétrica, tal como para as hidrelétricas, será determinada na barra de saída do gerador, sem considerar o abatimento do consumo interno da usina e as perdas na rede básica”.

³⁴ ONS – Operador Nacional do Sistema: Criado pela Lei n.º 9.648, de 1998, e regulamentado pelo Decreto n.º 2.655 do mesmo ano, o ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, regulada pela ANEEL. Sua função é coordenar e controlar a operação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional.

Embora tais iniciativas reflitam o reconhecimento pelos reguladores da potencial divergência entre custos privados e sociais, na escolha entre as opções de fontes de geração de energia elétrica (Freeman *et al.*, 1992, p.18), a adoção de adicionais ambientais (custo da externalidade acrescido ao custo econômico para determinar o custo social) nos procedimentos de planejamento para o abastecimento de geração elétrica e nos métodos competitivos utilizados para a aquisição de geração – leilões – tem sido fonte de grande controvérsia tanto no meio acadêmico quanto no próprio mercado (BUSHNELL, 1994, p.56).

Bushnell (1994, p.56) levanta duas questões quando da intenção por adotar adicionais ambientais: como eles podem ser implementados de forma que garantam que os vencedores do leilão serão, pelo menos teoricamente, os fornecedores de menor custo social? Além disso, é possível um sistema elétrico parcialmente abastecido por leilões competitivos regulados ser eficiente no que diz respeito a políticas econômicas, bem como ambientais? (BUSHNELL, 1994, p.56). Dodds e Lesser (1997) reforçam a preocupação quando nem toda eletricidade comercializada está sujeita à regulação, sendo que parte pode ser vendida sem que seja regida por reguladores. Assim, o regulador que altere a forma como se taxa as empresas de modo a refletir os custos externos pode afetar apenas parte da demanda de eletricidade. (DODDS; LESSER, 1997, p.64). Essa preocupação é particularmente bem apropriada ao caso brasileiro, uma vez que, de acordo com dados da CCEE (2012, p.5), em torno de 74% do mercado consumidor faz parte do ambiente regulado.

Wiel (1991, *Apud* DODDS; LESSER, 1997, p.63) argumenta que os reguladores de eletricidade devem agir porque as regulamentações ambientais estaduais e federais são demasiadamente permissivas, ou porque mesmo uma regulamentação ambiental ótima “esquece” alguns custos ambientais residuais.

Adicionais ambientais podem ser implementados de várias maneiras diferentes, o que pode levar a impactos variados, tanto na seleção quanto na exploração das fontes de geração. (BUSHNELL, 1994, p.56).

Uma das principais objeções aos adicionais tem sido que os danos marginais reais das emissões não são bem compreendidos ou facilmente quantificados. Mesmo tendo em conta o pressuposto de que os danos marginais das emissões possam ser estimados, tem havido debates sobre se os danos marginais devem ser usados como valor para o adicional. Muito da controvérsia está no potencial efeito de sobreposição ou mesmo regulamentação contraditória

(BUSHNELL, 1994, p.57).

Joskow (1992) manifesta grande ceticismo sobre a utilização dos adicionais. Ele argumenta que essa abordagem cobrirá alguns poluentes que já são controlados por outro regulamento, tais como o comando e controle, sistema de licenças negociáveis. O autor ainda se opõe à cobertura fragmentada que resultará da proposta de adicionais – abrangendo alguns, mas não todos os poluentes e, naturalmente, abrangendo apenas alguns dos poluidores, as companhias de eletricidade.

Por outro lado, Freeman *et al.* (1992) concordam que o dano marginal do poluente não é necessariamente o correto valor adicional, mas que o número correto pode ser obtido quando todos os regulamentos relevantes forem levados em consideração. Hobbs (1992) conclui semelhante quando considera a interação dos adicionais com sistema de licenças de emissão negociáveis, embora ele argumente que o elevado nível de coordenação racional que seria exigido dos reguladores é improvável de ocorrer.

Os autores citados ainda concordam quanto ao fato que danos marginais de poluentes são diferentes em função da localização das emissões, enquanto que os custos impostos por outros regulamentos (tais como licenças) não são, assim; os adicionais funcionariam como ferramenta para corrigir essas diferenças entre custos e danos.

Dodds and Lesser (1994) detalham o uso ótimo de adicionais na presença de outras políticas, tais como impostos sobre emissões e licenças comercializáveis. Eles examinam adicionais no contexto de três atividades do serviço de fornecimento de energia elétrica que se inserem no domínio regulatório das agências: escolha do recurso, despacho, e critério de ordem de despacho. Tschirhart (1994) também analisa o critério de ordem de despacho, bem como implicações da escolha de recursos pelos adicionais. Os autores concluem que, na presença de retornos crescentes de escala, a utilização de adicionais quando as taxas são baseadas nos custos médios, pode levar a resultado social pior do que se não tivessem sido utilizados.

2.3.3 Alternativas e propostas pesquisadas

Joskow (1992, p.53) alerta que, como sociedade, devemos adotar políticas para internalizar custos ambientais “externos”, porém, devemos fazê-lo corretamente. A preocupação do autor é de que, os reguladores que estão utilizando “adicionais de externalidade” numéricos para refletir os impactos ambientais globais e regionais no processo de seleção e planejamento de recursos estão fazendo errado. A utilização desses adicionais é suscetível à condução de

maiores preços de eletricidade, sem aumento proporcional na qualidade ambiental.

Entretanto, o próprio autor acima citado entende que existam abordagens alternativas para lidar com os danos ambientais ou externalidades que podem levar os compradores de eletricidade a considerar os custos ambientais associados à produção de forma mais eficaz e com menor custo (JOSKOW, 1992, p.53).

Freeman *et al.* (1992) propõem um processo de incorporar medidas monetárias aos danos externos como “adicionais” para lances privados e ranqueamento de alternativas com base em seus custos sociais. Eles assumem que é possível desenvolver métodos e modelos para calcular os danos ambientais específicos de cada fonte de geração de energia elétrica.

Os autores mostram que chegar ao correto adicional depende de como são os regulamentos ambientais – ou seja, se a poluição é controlada pela tributação, licenças de emissão negociáveis, ou regulamentação direta – e, no caso de imposto sobre as emissões, se o grau de controle de poluição é ótima, muito rigorosa, ou não suficientemente rigorosa, de acordo com o critério de eficiência econômica (Freeman *et al.*, 1992, p.19).

Na visão de Joskow (1992, p.54-55), as soluções “ideais” aos problemas de externalidade ambientais envolvem: (i) a criação de um mercado de direitos de utilização do escasso ar puro e água pela emissão de licenças negociáveis, ou (ii) a simulação dos preços dos escassos recursos hídrico e ar que seria negociados caso existisse um mercado, impondo taxas diretas sobre as emissões (taxas sobre efluentes ou impostos sobre emissões). Ao criar um mercado para direitos de emissões ou cobrando diretamente pelas emissões, as externalidades são internalizadas.

Freeman *et al.* (1992, p.19) também propõem suas alternativas, a primeira é com o governo criando um pseudo-preço, ou imposto sobre as emissões. O imposto tem o efeito de forçar as empresas a levar em conta o nível de suas emissões, em suas tomadas de decisões. Esta é muitas vezes referida como “internalização” da externalidade. Se o imposto for definido como igual ao dano marginal, então as empresas irão considerar plenamente os danos externos em suas decisões financeiras, e assim vão equilibrar o benefício de evitar o imposto e o dano ambiental associado, com o custo de controle da poluição, de forma a limitar as emissões a nível ótimo.

A outra proposta do autor é semelhante à de Joskow (1992): um sistema de licenças de

emissão negociáveis, tal como o mercado de créditos de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Se as autorizações podem, então, ser vendidas ou negociadas, as empresas irão trocar licenças até o custo marginal de redução da poluição que podem evitar. Nessa, o governo estabelece limite máximo para emissão de um poluente em uma região, e aloca licenças ou autorizações de emissões iguais a este teto. O poluidor deve ter em sua posse a permissão para “cobrir” todas as emissões. Essas permissões podem ser negociadas entre as fontes de modo que os que podem reduzir a baixo custo terão a oportunidade para reduzir mais, liberando as licenças para a venda a outros, enquanto que os que só conseguem reduzir a poluição a custo muito elevado reduzirão menos e comprarão as licenças de outros.

Joskow (1992, p.57) também propõe requisitos de compensação, ou seja, regulamentos ambientais que exijam das novas fontes que, para “compensarem” suas emissões, encontrem alguma forma de induzir a outra fonte já existente a reduzir suas emissões e assim compensar (ou mais do que compensar) a emissão da nova fonte. Tal alternativa parece uma variação à abordagem de licenças de emissões negociáveis.

A alternativa colocada por Joskow (1992, p.57) é a do estabelecimento de padrões específicos por fonte (comando e controle), ou seja, limite de emissões a ser aplicado diretamente a cada fonte de poluente na região relevante de poluição para atingir determinada meta de emissões agregada. De acordo com o autor, essa abordagem tem sido amplamente utilizada pelos reguladores ambientais americanos.

No desenvolvimento de seus trabalhos de como tratar as externalidades, Plummer e Troppmann (1990, p.201) apontam quatro opções políticas para um leilão: (i) a licitação apenas por preço; (ii) o ajuste dos lances de preço pelos fatores: custos ambientais já não são considerados pelas regulamentações ambientais; custos sociais (externalidades), em vez dos custos privados (internalidades), e custo social marginal, e (iii) a permissão de fatores ambiental e a diversidade de combustível pela utilização de funções de fatores (desagregados), cada um representando um distinto tipo de impacto, e (iv) permitir fatores ambiental e diversidade de combustível pela utilização de “funções substitutas”, com o objetivo de representar o custo do impacto social dos fatores ambientais e da diversidade de combustível.

Além disso, eles defendem ainda que o uso de componente monetizada (adicional) é preferível a qualquer sistema de preferência por percentagem ou sistemas de pontuação

ambiental.

A opinião de Dodds e Lesser (1997, p.63) enquadra-se na linha de ajuste de preço por fatores de desempenho, ou seja, para a escolha das fontes de geração, o regulador de eletricidade pode melhorar o bem estar social ajustando os custos privados associados a cada opção, pela diferença entre os custos externos totais e quaisquer impostos ou taxas de poluição que seriam pagos se a fonte fosse desenvolvida.

Eles fazem ainda o alerta de que, se diferentes recursos têm diferentes custos ambientais, quer devido às diferentes tecnologias ou localização, ignorá-los pode levar à escolha errada dos recursos, tecnologias, e locais. Posto isso, deverá ser escolhida a mistura de recursos para atender a demanda projetada com o menor valor presente dos custos totais, incluindo todos os custos de externalidades (DODDS; LESSER, 1997, p.65).

Joskow (1992, p.57) ainda faz o alerta de que no mundo real não temos livre e completas informações sobre todos os custos e benefícios da regulação ambiental, assim como emissões não podem ser monitoradas e medidas sem custo. Mesmo com gastos substanciais, os impactos ambientais e custos de controle serão muito incertos pela perspectiva dos legisladores e os reguladores.

E, de acordo com Freeman *et al.* (1992, p.19-20), independente da alternativa adotada, seja por impostos ou licenças, terceiros podem ainda sofrer danos ou prejuízos, que são por vezes conhecidos como danos residuais, uma vez que permanecem mesmo após a implementação de política para limitar as emissões.

De mesma opinião, Joskow (1992, p.57) afirma que, uma vez introduzidas regulamentações ambientais para controlar poluentes, é incorreto inferir que necessariamente algo mais deve ser feito apenas a partir da observação de que há impactos ambientais residuais. Também não é correto presumir que a magnitude do “preço” necessário para internalizar quaisquer externalidades residuais nas decisões das empresas pode ser diretamente inferida a partir de estimativas de danos marginais no atual nível de emissões.

Em suma, os autores são de opinião de que a presença de danos ambientais residuais não significa necessariamente que exista externalidade ou ineficiência, em outras palavras, espera-se que haja impactos ambientais residuais, mesmo quando as externalidades sejam plenas e eficazmente internalizadas.

Tais considerações significam que qualquer esforço pelos reguladores com intenção de sobrepor novas restrições ambientais sobre um conjunto de normas ambientais existentes, com o objetivo de internalizar externalidades “residuais” devem: (a) examinar os efeitos da regulamentação existente sobre o processo de tomada de decisão dos poluidores para determinar em qual medida esses impactos já estão internalizados pelos diversos regulamentos ambientais e (b) medir os danos residuais (JOSKOW, 1992, p.55).

Medir qualquer externalidade residual “não precificável” e utilizar essa informação de maneira produtiva é muito complexa, exigindo grande quantidade de informações sobre ambos os impactos residuais e as características e os efeitos da atual regulamentação ambiental (JOSKOW, 1992, p.55).

E, já com relação às decisões de despacho, Dodds e Lesser (1997, p.67) afirmam que os reguladores de eletricidade podem aumentar o bem-estar ao considerar qualquer diferença entre o custo privado marginal de uma usina, de seu custo social marginal, dada pela regulamentação ambiental, ou seja, eles propõem que o despacho de usinas seja feito considerando-se os custos sociais marginais, em vez do custo marginal privado, o que alteraria a ordem de custo das centrais de geração com a inclusão de custos ambientais e, assim, poderia melhorar o bem-estar.

Por fim, eles argumentam que uma carteira de fontes pode estar abaixo do nível ótimo. Entretanto, qualquer carteira de fontes pode ser despachada otimamente. Decisões de despacho não afetam as carteiras de recursos existentes, mas as regras de despacho podem influenciar futuras escolhas de recursos (DODDS; LESSER, 1997, p.67).

2.3.4 Desafios do regulador

No mundo ideal, os reguladores de eletricidade e agências ambientais trabalhariam em conjunto para a execução eficiente de controle da poluição. No entanto, fazer adaptações ótimas para instrumentos da política ambiental está além do poder do regulador de energia (FREEMAN *et al.*, 1992, p.20). Em teoria, o caso brasileiro ainda poderia permitir a regulamentação combinada entre aspectos ambientais e de sistema elétrico, uma vez que há a figura do CNPE – Conselho Nacional de política Energética³⁵. Esse assunto será aprofundado

³⁵ Criado pela Lei nº 9.478, de 1997, cuja função é assessorar o Presidente na formulação de políticas e diretrizes para o setor energético, sendo composto pelo Ministro de Minas e Energia e o Ministro do Meio Ambiente, assim como do Ministro da Ciência e Tecnologia, Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão, Ministro da Fazenda, Ministro do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, Ministro Chefe da Casa Civil da

no item 4.3 desta tese.

Posto isso, Freeman *et al.* (1992, p.20) entendem que, como os reguladores de empresas de eletricidade não têm controle sobre a política ambiental por si só, eles devem tomar como dado: normas de emissão, taxas de imposto de poluição, ou o número de licenças de emissão negociáveis. Os autores ainda assumem que a entidade reguladora tem o objetivo de minimizar o incremento de custos sociais (inclusive das preocupações ambientais) associados ao atendimento de aumento da demanda de eletricidade, sendo que eles alcançam tal objetivo pela escolha do *mix* de novas fontes e da gestão pelo lado da demanda.

Da mesma forma, Joskow (1992, p.59) entende que os reguladores de eletricidade estão mal situados para desenvolver e aplicar políticas ambientais sólidas e, conseqüentemente, podem causar efeitos adversos involuntários se agirem unilateralmente. O autor lembra que a principal função dos reguladores de eletricidade tem sido – e deve ser – o de proteger os consumidores de serem explorados, por meio da criação de ambiente regulatório que mantenha os custos e taxas tão baixo quanto for razoavelmente possível, protegê-los também da má qualidade na prestação do serviço e oferecer oportunidades e incentivos aos consumidores para a utilização de eletricidade sabiamente. Não é tarefa fácil para os já sobrecarregados reguladores³⁶, com restrições orçamentais para sequer realizar bem suas tarefas tradicionais. Em outras palavras, o regulador de eletricidade não pode exercer, com a mesma qualidade, a regulação econômica e ambiental.

Joskow (1992, p.60) ainda argumenta que os reguladores têm demonstrado que não têm vontade, muito menos experiência, para avaliar a complexa e incerta metodologia científica, habitualmente usada pelos verdadeiros peritos neste campo de conhecimento, para quantificar danos ambientais. Dessa forma, não seria surpresa a escolha de adicionais arbitrários, sem qualquer relação com as estimativas razoáveis de danos residuais.

Por fim, Joskow (1992, p.63) é contundente ao afirmar que, se o regulador de eletricidade insiste em usar adicionais para avaliar novos recursos, ele deve reconhecer que está intervindo em um sistema econômico, institucional e regulatório muito complicado.

Presidência da República e, designados pelo Presidente da República, mais três membros: um representante dos Estados e do Distrito Federal, um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia.

³⁶ Pela citação do autor, pode-se ler que não é de exclusividade brasileira ter sua agência reguladora de energia elétrica sobrecarregada, com quadro insuficiente de servidores e, ainda, com o agravante de recursos contingenciados.

Sem desconsiderar a complexidade, Freeman *et al.* (1992, p.21) argumentam que se o regulador está tentando minimizar os custos sociais, ele deve tratar os custos impostos à sociedade por normas ambientais inadequadas para as fontes existentes como custos irre recuperáveis/afundados e ignorá-los. No entanto, as consequências ambientais da elevação dos investimentos para aumento da capacidade (dado pela regulamentação ambiental existente) não são irre recuperáveis, mas variáveis. Se o controle dos custos for excessivo, eles já estão incorporados ao lance no leilão ou custo privado, então o regulador só precisa encontrar o custo externo e adicioná-lo ao custo privado. O adicional adequado é o dano marginal.

Além disso, os autores não descartam a possibilidade de que a regulamentação ambiental pode não ser a ideal e, dessa forma, a magnitude do adicional irá depender se política ambiental existente ser a ideal, estar em excesso ou abaixo do necessário.

Os autores ainda afirmam que, com regulamentação eficiente, o excesso ou escassez de controle é irrelevante. A melhor contribuição que o regulador tem a dar é considerar os danos marginais das emissões residuais e escolher a fonte com o menor custo social (Freeman *et al.*, 1992, p.21).

Assim, quando da adoção de imposto sobre poluição na eletricidade, o regulador deverá ajustar ao custo de produção³⁷ um adicional igual à diferença entre o dano marginal e o imposto. Então, se a política ambiental existente for muito rigorosa e o imposto sobre as emissões for maior do que o dano marginal, a entidade reguladora deverá corrigir, incorporando o adicional negativo. Por outro lado, se a política ambiental não for suficientemente rigorosa, a entidade reguladora deverá ajustar o lance para cima em montante equivalente ao excesso de danos marginais acima do imposto sobre as emissões (FREEMAN *et al.*, 1992, p.22).

2.3.5 Dificuldades de implementação

A adoção de adicionais de externalidade esbarra em algumas dificuldades, justificando porque sua intenção é tão bem aceita, porém mostra-se tão pouco implementada. Um dos primeiros problemas é a dificuldade de tratamento igualitário: a utilização do adicional de custo social apenas no processo de contratação nos leilões do ambiente regulado pode levar a distorções no mercado como um todo. Por exemplo, alguns consumidores finais podem entender ser vantajoso migrar para o mercado livre, ou mesmo gerar sua própria eletricidade, sob a lógica

³⁷ Inclui todos os custos associados ao controle das emissões em resposta aos incentivos criados pelo imposto.

apenas do custo econômico privado, em vez de serem atendidos pelo agente de distribuição, que compraria a eletricidade com base no menor custo social. Esse problema é consequência de aplicação dos custos ambientais só para concessionárias, ou seja, não surge porque o custo social esteja errado, mas sim porque é incompleto em sua cobertura (FREEMAN *et al.*, 1992, p.24).

Outra dificuldade seria a utilização dos custos com externalidades apenas na contratação da expansão da capacidade e não nas decisões de despacho, o que pode conduzir ao enviesamento contra novas fontes. Como consequência, fontes mais velhas e sujas poderiam ser mantidas em serviço e despachadas mais frequentemente porque as decisões de despacho não levariam em consideração seus custos externos. Naturalmente, a resposta para tal problema seria o de utilizar custos da externalidade corretamente calculados nas decisões de despacho, bem como nas decisões sobre a expansão da capacidade (FREEMAN *et al.*, 1992, p.24).

Não obstante, a internalização eficiente das externalidades ambientais requer grande quantidade de informações sobre os danos causados por diferentes níveis de emissões globais, e os custos de redução para diversas fontes. A monitoração e medição de emissões pode também ser um processo bastante oneroso e impreciso, além disso, a meta da eficácia do controle ambiental muitas vezes submete-se às realidades de grupos de interesse político. Como resultado, não é surpresa que os regulamentos ambientais muitas vezes distinguem-se de forma muito significativa do modelo eficiente de regulamentações ambientais constante nos livros, tanto em substância, quanto em complexidade (JOSKOW, 1992, p.58).

Além das dificuldades apontadas por Freeman *et al.* (1992), Joskow (1992, p.59) ainda lembra outros problemas conceituais e práticos quando da adoção de adicionais:

- Regulamentações ambientais sólidas que incidem sobre questões globais e regionais devem ser aplicáveis simetricamente a todas as fontes de um poluente – tanto novas quanto antigas – localizadas na respectiva região de poluição.
- Regulamentações ambientais sólidas só podem ser desenvolvidas com boa informação sobre os custos e benefícios da redução dos danos, ou dos danos evitados pelas reduções nas emissões.
- Regulamentações ambientais sólidas exigem rigorosa avaliação e monitoração das emissões, bem como a autoridade para fazer cumprir as incoerências com as normas

ambientais.

Dodds e Lesser (1997, p.64) ainda citam, porém não analisam, outro problema que pode ser criado com a adoção do adicional ambiental pelos reguladores de eletricidade, que vem do fato de que a produção de outros bens também tem impactos ambientais. A eficiência exige que a razão de preços de dois produtos seja igual à razão de seus custos sociais marginais, assim, se os preços de eletricidade, e de algumas outras mercadorias forem todos inferiores a seus custos sociais marginais devido às externalidades, movendo-se o preço da eletricidade a seu custo social marginal não irá necessariamente aumentar o bem-estar.

2.3.6 Casos americanos

Estados americanos, tais como Massachusetts, Nevada, Califórnia e Nova Iorque decidiram que eles poderiam e iriam “corrigir” enfermidades existentes na regulamentação ambiental, exigindo que os serviços públicos considerassem “adicionais ambientais monetizados”, expressos em dólares por unidade de emissões, sobre os custos diretos ou “privados” das novas alternativas de geração, a fim de considerar o custo social total na “decisão de preço” a ser utilizada na escolha entre elas. Por exemplo, uma nova central geradora termelétrica que utiliza carvão como combustível pode ter um componente de $4c/kWh$ acrescentada a seu custo “privado” de $6c/kWh$, de modo a refletir os “custos externos descompensados” associados a emissões de SO_2 , NO_x , CO_2 e outros poluentes. Essa decisão, segundo Joskow (1992, p.59 e 64) reduziu as pressões sobre o governo federal para avançar com uma política razoável sobre gases causadores de efeito estufa.

Como será visto, cada Estado americano adotou metodologia própria para incorporar “fatores não preço”, não somente impactos ambientais, como também diversidade de combustíveis³⁸, despachabilidade, disponibilidade, localização no sistema de transmissão e distribuição (PLUMMER; TROPPEMANN, 1990, p.195). Foi reconhecido pelos reguladores e prestadores de serviços de utilidade pública que, em virtude da inclusão desses fatores no processo de avaliação da proposta, era possível um projeto ganhar, mesmo que seu preço fosse mais elevado do que os custos evitados da distribuidora (PLUMMER; TROPPEMANN, 1990, p.197).

Começando pelo Estado da Virginia (EUA), 30% do peso do custo social foram alocados em

³⁸ Plummer e Troppman (p.197) encaram a diversificação de combustível em três grupos: (i) plantas versáteis: petróleo/gás, petróleo/carvão, gás/carvão; (ii) favorecimento de recursos renováveis sobre não renováveis; (iii) “tecnologias preferidas” versus “tecnologias não preferenciais” em vez da aversão ao petróleo e gás.

fatores não preço, na proporção a seguir indicada, sem, no entanto, conhecimento de informações detalhadas sobre o modo como essas decisões foram feitas: 10% de estabilidade financeira, experiência da equipe e viabilidade do projeto; 10% de localização, e 10% pela flexibilidade de combustível, e combustíveis do próprio Estado (PLUMMER; TROPPEMANN, 1990, p.198).

Já no Estado do Colorado (EUA), há maior detalhamento do peso dado a cada fator na determinação do custo social, sem também explicar as razões: 25% custos econômicos; 20% de características operacionais; 20% de características do gerador, incluindo flexibilidade no início do suprimento; 15% de combustível (flexibilidade e dependência do óleo); 10 a 15% no contrato venda, e 5 a 10% de experiência da equipe (PLUMMER; TROPPEMANN, 1990, p.198).

Em Orange (EUA), atribui-se até 10% de peso no custo social para as tecnologias preferenciais, pelo seguinte critério: 10% de resíduos sólidos e fonte hidrelétrica, 7% de termelétrica a carvão, 2% de termelétrica a gás natural e 0% de centrais que queimem óleo (PLUMMER; TROPPEMANN, 1990, p.198).

No Estado da Califórnia (EUA), os autores citam que há apenas a preocupação quanto à excessiva dependência ao petróleo e gás natural na geração de eletricidade. Em Maine, EUA, a única consideração feita ao fator ambiental é de que o projeto obtenha as licenças ambientais. Já em Nova Iorque (EUA), a ponderação pode variar por distribuidora, com pesos entre 5% a 15% para a diversidade de combustível e os fatores ambientais (PLUMMER; TROPPEMANN, 1990, p.197-8).

No Estado de Massachusetts (EUA), os pesos também são escolhidos pelas diversas distribuidoras dentro das seguintes bandas: 35 a 50% pela diversidade de combustível e 10 a 20% por fatores ambientais. Em Connecticut (EUA), os fatores não preço diversidade de combustível e ambiental podem impactar no custo social entre 10 e 25% (PLUMMER; TROPPEMANN, 1990, p.198).

Em resumo, Plummer e Troppmann (1990, p.199) afirmam que a maioria dos estados americanos que tentaram inserir diversidade de combustível ou fatores ambientais tem, simplesmente, atribuído peso relativo ao lance durante o processo de avaliação, com grande poder discricionário dado as distribuidoras para decidir a forma de aplicar essas ponderações. E, pelos valores apontados, nem os fatores ambientais, nem o fator diversidade de

combustível têm sido ponderadas fortemente nesses sistemas de licitação.

Esse cenário é típico de preocupação recorrente de Joskow (1992, p.63), de que a adoção de um número errado não é necessariamente melhor do que zero. O número errado só pode ser assumido ser melhor do que zero (ou seja, sem adicionais) caso possa demonstrar que, ao acrescentar componente antigo sobre custos existentes, irá melhorar o bem-estar social. De acordo com o autor, não há razão para acreditar que isto seja verdade, especialmente porque se está sobrepondo fragmentados adicionais em um sistema que já é sujeito a custos onerosos e regulamentação ambiental complexa, ou seja, não se está começando do zero. Ainda de acordo com Joskow (1992), é fácil demonstrar que a utilização do número errado pode levar a resultados ineficazes, aumentando o preço da eletricidade, sem qualquer benefício ambiental, e, até mesmo, levando a impactos ambientais adversos. Em suma, se os reguladores de eletricidade não podem fazê-lo corretamente, então não devem fazê-lo.

Posto isso, Joskow (1992, p.65) defende que, embora possa não ser politicamente correto falar em simplesmente descartar a abordagem de componente de externalidade, que os estados americanos como Massachusetts, Nova Iorque, Nevada e Califórnia adotam, ele argumenta que isto é precisamente o que deve ser feito e tratar os problemas da externalidade de maneira mais produtiva.

Da mesma forma, Joskow (1992, p.65) acredita que a melhor atuação dos reguladores energéticos nessa área é criar ambiente regulatório que forneça direção e incentivos aos prestadores de serviços públicos para satisfazer as restrições ambientais ao menor custo possível.

2.3.7 Considerações

O fato dos custos externos serem corretamente internalizados pela regulamentação ambiental não significa que não existam custos ambientais remanescentes. Isso significa que os impactos ambientais foram reduzidos a um ponto no qual os benefícios da redução suplementar são inferiores aos custos (DODDS; LESSER, 1997, p.65).

Joskow (1992, p.64-67) acredita que os reguladores de eletricidade podem ajudar no desenvolvimento e implantação de políticas que visam a internalização das externalidades ambientais eficientemente. Se insistirem em usar adicionais para fins de planejamento que reflitam valores numéricos para os custos ambientais externos, devem proceder com cautela e com base nas seguintes orientações:

1. Os valores para os adicionais devem ser baseadas, mas não necessariamente iguais, as melhores estimativas dos danos incrementais causados por várias emissões.
2. Bons números quanto ao dano são apenas o primeiro passo em considerar adicionais e susceptíveis a refletir corretamente na medida em que as emissões residuais não são “precificadas” adequadamente.

Além disso, devem ser compatíveis com as futuras mudanças na legislação ambiental, em especial as alterações que envolvam a utilização de mecanismos de incentivo com base no mercado para internalizar externalidades de forma eficiente e, assim, evitar contagem dupla.

Dodds e Lesser (1997, p.68) ainda lembram que, como o regulador de eletricidade deve considerar a regulamentação ambiental como dada, suas ações para melhorar o bem-estar social serão sobre o conceito de “segundo melhor”. E como regulamentação ambiental, os autores citam cinco diferentes tipos de normas ambientais: impostos sobre emissões, imposto sobre poluição na eletricidade, limites de emissões por unidade de produção, limites de emissões por unidade de tempo e licenças de emissão negociáveis.

Dodds e Lesser (1997, p.74-5) ainda expõem outras preocupações: (i) os custos que a sociedade está disposta a pagar para reduzir a poluição não é o mesmo que o custo do dano; (ii) o regulador de eletricidade que utiliza o controle dos custos pode melhorar o bem-estar por acidente, e (iii) o regulador de eletricidade deve examinar cuidadosamente a atual estrutura tarifária do prestador do serviço público antes de fazer ajustes de custos ambientais.

Adicionalmente, os autores afirmam que, em geral, o tema em pauta é tratado como se os custos externos da produção de eletricidade fossem conhecidos com certeza, o que na verdade nunca será. O melhor que se pode esperar é uma estimativa estatística adequada e, em muitos casos, nem isso sequer. Esse argumento tem sido utilizado por alguns opositores à ação sobre externalidades, defendendo que não se deva fazer nada ou, pelo menos, esperar por mais evidências científicas. Em contra-argumentação, Dodds e Lesser (1997, p.74) acreditam que os reguladores de eletricidade e outros reguladores, devem utilizar as informações sobre os custos externos disponíveis, o que pode até, em alguns casos, conduzir a decisão de não fazer nada, mas em outros, conduzir à ação.

A decisão deve seguir o resultado de análise objetiva dos elementos de prova, incluindo sua incerteza, e detalhada pesquisa sobre os riscos que os reguladores estão dispostos a aceitar em

nome da sociedade (DODDS; LESSER, 1997, p.74).

Por fim, a proposta de maior consenso entre os autores (FREEMAN *et al.*, 1992, p.123-24, e JOSKOW,1992, p.60) de forma a resolver o problema de externalidade “otimamente” é pela criação de mercado para emissões usando licenças negociáveis, ou por simulação do preço de mercado adequado para as emissões usando sistema de taxa de emissões, em cada caso aplicado a todas as fontes de um determinado poluente.

Com o sistema de licenças de emissão negociáveis e regras comerciais ótimas, o adicional será sempre zero, pois o custo que a nova fonte impõe à sociedade é o custo adicional de controle na fonte vendedora e esse custo já está internalizado pelo custo das licenças. Mas se as regras comerciais não forem ótimas, o componente será igual à diferença dos danos marginais com relação às demais fontes.

3. OS LEILÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Principais regras do modelo de comercialização do setor elétrico

Embora em diferentes dimensões e detalhes, a reforma institucional do setor elétrico, em vários países (a maioria dos latino-americanos, alguns estados dos EUA, a Inglaterra, a Espanha etc.) passou por dois estágios, no qual o segundo é implementado mantendo-se os aspectos positivos da primeira reforma/estágio, mas corrigindo os aspectos que não funcionassem conforme o previsto, tais como: falhas no critério de pagamento por capacidade, fracos sinais de preço para a expansão do sistema, os quais geraram crises e racionamento, ineficiência no mercado de comercialização, entre outros.

No Brasil, esse cenário não foi diferente. A primeira reforma do setor ocorreu em maio de 1998, com a edição da Lei n.º 9.648 (modelo RE-SEB³⁹), a qual contemplava tanto a desestatização das empresas elétricas existentes quanto à transferência dos novos investimentos setoriais para a iniciativa privada, ficando o Estado apenas com o papel de regulação, fiscalização e de poder concedente.

Na troca do governo federal em 2003, tanto o programa de privatização quanto o modelo RE-SEB encontravam-se ainda em processo de implantação, porém, já tendo sofrido grande revés, o racionamento de energia elétrica entre 1º de junho de 2001 a 1º de março de 2002. Diante desse quadro, o governo federal deu início ao processo da segunda reforma do setor elétrico, interrompendo as privatizações e determinando a realização de estudos para a definição de novo modelo.

Em 16 de março de 2004, o setor elétrico inicia sua segunda grande reforma com a publicação da Lei n.º 10.848, alterando muitos dos princípios do modelo anterior. A regulamentação do modelo veio em 30 de julho de 2004, quando da edição do Decreto n.º 5.163, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

3.1.1 Ambientes de comercialização de energia elétrica

A comercialização de energia elétrica é feita em dois ambientes, o ACR – ambiente de contratação regulada (mercado cativo) – e o ACL – ambiente de contratação livre (mercado livre).

³⁹ Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

O ACR foi criado dentro de regras que garantam proteção mais intensa aos consumidores de menor porte, com tarifas reguladas e modicidade tarifária almejada por meio de compra de energia pelas distribuidoras em leilões, de forma que esses consumidores não fiquem expostos a qualquer preço de energia por incapacidade de dominar as regras e administrar adequadamente suas relações contratuais com as distribuidoras. Também aqueles consumidores que, mesmo de maior porte, não se sintam seguros em administrar e negociar seus contratos e preços de energia, apesar de terem permissão para enfrentar o mercado e comprar sua energia a preço livremente negociado, enquanto não façam a opção formal por serem consumidores livres, ainda terão, dentro do ACR, um ambiente de tarifas reguladas fixadas pela ANEEL e condições contratuais definidas por contratos de adesão aplicáveis aos consumidores denominados cativos.

Com o objetivo de garantir a transparência do processo de compra e buscar a modicidade tarifária no ambiente do ACR, a energia elétrica destinada ao suprimento do mercado das distribuidoras é adquirida por intermédio de leilões regulados pela ANEEL⁴⁰, exceção feita à energia proveniente de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes alternativas, contratadas na primeira etapa do PROINFA, da Itaipu Binacional, e de geração distribuída – geração conectada diretamente no sistema elétrico da distribuidora compradora. Ressalta-se que, a ANEEL vem delegando a promoção dos leilões para a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

A ACR apresenta duas modalidades de contratação de energia em função do estágio de desenvolvimento dos projetos: leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente – leilões de energia velha – e os leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração – leilões de energia nova, enquadrando-se nesta categoria aqueles que, até a data da publicação do respectivo edital de leilão, não possuam ato autorizativo (concessão, autorização ou permissão), ou constituam acréscimo de capacidade de empreendimentos existentes. Em ambos, o critério de decisão pela contratação é o de menor tarifa ofertada.

Os leilões são promovidos sempre no intuito de assegurar o suprimento de energia em um ano determinado – ano “A”; assim, para a compra de energia oriunda de novos empreendimentos de geração, os leilões serão realizados nos anos *A menos 5 (A-5)* e *A menos 3 (A-3)*, enquanto

⁴⁰ A Agência é responsável pela publicação do Edital e minutas dos contratos de comercialização de energia elétrica, seguindo as diretrizes estabelecidas pelo MME, sempre após procedimento de Audiência Pública, assim como cabe à ANEEL a adjudicação do resultado do leilão.

que para a geração existente serão no ano *A menos 1* (A-1).

Os contratos de compra e venda de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR) a partir de energia existente podem ser firmados com prazos de duração que variam de 3 a 15 anos, enquanto que, para energia de novos empreendimentos, os contratos são firmados por período de 15 (fonte térmica, sendo que recentemente os contratos térmicos já tem sido de 20 anos, similar aos de energia eólica) a 30 (fonte hidrelétrica) anos. E, enquanto que os leilões de energia existente são realizados para suprir a demanda atual, os leilões de energia nova são para complementar a energia existente, a fim de cobrir o crescimento da demanda. Cada contrato é celebrado de forma irrevogável por seu prazo de validade.

Os contratos de energia de longo prazo foram criados para atrair investimentos em geração, em um país com crescimento da carga elevado (Araújo *et al.*, 2008, p.550), conceito em linha com o defendido por Farr e Felder (2005, p.25), que argumentam que os investidores projetam as receitas esperadas sobre a vida útil de seus projetos para determinar se os investimentos são viáveis. Adicionalmente, contratos de longo prazo tem o efeito de reduzir os incentivos para as empresas de geração em manipular preços nos mercados à vista (Pittman e Zhang, 2010, p.396), tese também defendida por Arellano (2003, p.8), que afirma que literaturas teóricas e empíricas mostram que, quanto mais capacidade um gerador firma em contratado futuros a preços fixos, menos incentivo a empresa tem para manipular o mercado à vista e, assim, mais próximo fica o resultado de um mercado competitivo.

Cabe ressaltar que há ainda os leilões de fontes alternativas, uma variação do leilão *A menos 3*, no qual se respeita o mesmo prazo para início de suprimento, mas no qual só podem concorrer pequenas centrais hidrelétricas⁴¹, usinas de geração que utilizem biomassa como combustível e a eólica.

No caso de nova usina hidrelétrica (projeto com potência superior a 50 MW⁴² cujo ato de concessão do aproveitamento ainda não tenha sido outorgado pelo Poder Concedente), previamente ao leilão A-5 (no mesmo dia, apenas em horário anterior) é promovido leilão de

⁴¹ Usina hidrelétrica de potência igual ou inferior a 30MW. Vide definição completa na nota de rodapé número 6, página 2.

⁴² A Audiência pública 050/2009 propõe mudança nos procedimentos administrativos para a exploração de aproveitamento de potenciais de energia hidráulica entre 1.000 kW e 50.000 kW, em regime de produção independente ou autoprodução, sem haver características de PCH, mediante outorga de autorização e o pagamento pelo uso de bem público. A transição da outorga de concessão para autorização torna desnecessário o processo de licitação dos aproveitamentos, sendo que as autorizações serão feitas a título oneroso, em favor da União, mediante pagamento pelo Uso do Bem Público – UBP.

outorga de concessão do aproveitamento, no qual o critério de julgamento da licitação é o de menor tarifa para a energia a ser ofertada ao ACR. Os vencedores do leilão de outorga ganham o direito de participar do leilão de comercialização de energia elétrica, sendo que a outorga só será concedida em caso de sucesso na comercialização da energia elétrica, não podendo ofertá-la a preço superior ao do lance vencedor do leilão de concessão.

Complementando os leilões organizados pelo governo, em 2008, por meio do Decreto 6.353, foi apresentada nova modalidade de contratação de energia elétrica, o leilão de energia de reserva, cujo objetivo é o de aumentar a segurança do fornecimento de energia ao SIN⁴³. Esse aumento de oferta pode tanto substituir a geração hidráulica, preservando o nível dos reservatórios, quanto deslocar o despacho termelétrico, reduzindo os custos operativos do sistema. A energia de reserva é contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE.

E, diferente dos leilões *A menos 5*, *A menos 3*, e *A menos 1*, os agentes de geração assinam contratos com a CCEE a qual paga pela energia via recursos do então criado Encargo de Energia de Reserva, cobrado junto às distribuidoras, autoprodutores e consumidores livres. Por fim, a EPE contrata o volume de energia que entende ser necessário.

O segundo ambiente de comercialização é o ambiente de contratação livre, o ACL, que corresponde ao segmento de mercado no qual as operações de compra e venda de energia elétrica são livremente negociadas por meio de contratos bilaterais, dentro de regras e procedimentos de comercialização estabelecidos para esse ambiente. Esse é o mercado dos grandes consumidores que têm estrutura para escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, discutir preços e condições contratuais e, com isso, obter as vantagens oferecidas por um mercado de livre competição.

Dele podem participar consumidores cuja demanda requerida seja igual ou superior a 3.000 kilowatts e consumidores especiais⁴⁴, aqueles com carga maior ou igual a 500 kilowatts desde que adquiram energia por meio de fontes incentivadas: (i) aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à

⁴³ SIN – Sistema Interligado Nacional: Constituído pelo conjunto de instalações e equipamentos responsáveis pelo suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente.

⁴⁴ Consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante(s) do mesmo submercado no SIN – Sistema Interligado Nacional –, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, conforme disciplina a Resolução Normativa ANEEL n.º 247, de 21 de dezembro de 2006.

produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica – PCH⁴⁵; (ii) empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, e (iii) empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000 kW.

Embora as relações comerciais no ACL sejam livremente pactuadas, elas devem ser formalizadas em contratos bilaterais estabelecendo, necessariamente, prazos e volumes. Essas relações poderão envolver agentes geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres, cabendo destacar que:

- Consumidores potencialmente livres que tenham contratos com prazo indeterminado só poderão adquirir energia no ACL com previsão de entrega a partir do ano subsequente ao da declaração formal desta opção a seu agente de distribuição, desde que a declaração seja formalizada até 15 dias antes da data em que o agente de distribuição deve declarar sua necessidade de compra de energia para entrega no ano seguinte. A opção pode abranger a compra de toda ou de parte da carga da unidade consumidora desde que o lastro para o pleno atendimento da carga seja comprovado;
- O retorno do consumidor do ACL para o ACR deve ser comunicado ao agente de distribuição local com antecedência mínima de 5 anos, salvo se prazo menor for aceito pelo agente de distribuição.

Os consumidores livres deverão ser agentes da CCEE, podendo ser representados e se sujeitam ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores, salvo se houver previsão legal ou regulamentar em contrário.

Por fim, é importante destacar que a garantia do suprimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade é uma das maiores preocupações da segunda reforma do modelo do setor elétrico brasileiro. Nesse sentido, algumas condições foram estabelecidas aos agentes, sendo as principais indicadas a seguir:

⁴⁵ A principal vantagem competitiva deste tipo de fonte é a redução de 50% sobre as Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição, conforme o disposto no § 1.º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. Fazem jus a esse desconto na TUST ou/ TUSD as fontes PCH, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência, injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição, seja menor ou igual a 30 MW, conforme Resolução Normativa ANEEL n.º 77, de 18 de agosto de 2004.

- Os agentes vendedores devem comprovar lastro físico para 100% da energia e potência vendidas. A comprovação do lastro pode ser feita mediante empreendimento próprio ou contratação de terceiros, inclusive importação;
- Os agentes de distribuição deverão ter o atendimento de 100% de seus mercados – energia e potência – comprovados por meio de contratos registrados na CCEE e, conforme o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL;
- Os consumidores potencialmente livres deverão comprovar o atendimento de 100% de suas cargas – energia e potência – pela geração própria ou por contratos;
- Todos os agentes – de distribuição, vendedores, autoprodutores⁴⁶ e consumidores livres – devem informar ao MME⁴⁷, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes. Além disso, os agentes de distribuição, em até 60 dias antes da data prevista para cada leilão, deverão apresentar declaração definindo os montantes de energia a serem contratados, especificando também os montantes necessários ao atendimento dos consumidores potencialmente livres.

3.1.2 Outorga de concessão de potenciais de energia hidráulica

A outorga de concessão para geração hidrelétrica envolve, sempre, o uso de um bem público – no caso os potenciais de energia hidráulica, definidos pela Constituição como propriedade da União – ou a prestação de serviço público, devendo ainda, de acordo com a Constituição Federal, ser precedida de licitação pública. Atualmente, as concessões de geração hidrelétrica são de uso de bem público, seja na qualidade de autoprodutor quando o uso é para consumo próprio, ou na qualidade de produtor independente⁴⁸ quando da venda para o Ambiente de Contratação Livre ou para o Ambiente de Contratação Regulada.

⁴⁶ Autoprodutores: Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que receberam concessão ou autorização para produção de energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, mas que pode vender energia excedente, eventual e temporariamente, mediante autorização da ANEEL

⁴⁷ MME – Ministério de Minas e Energia: Criado pela Lei n.º 3.782, de 22 de julho de 1960. Antes de sua criação, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura. Foi extinto e integrado a um Ministério de Infraestrutura em 1990 e, depois, novamente individualizado em 1992. Suas áreas de competência são geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, petróleo, combustível e energia elétrica. Sua estrutura atual, regulamentada em 2004, conta com as seguintes secretarias: Planejamento e Desenvolvimento Energético, energia Elétrica; Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, e Geologia, Mineração e Transformação Mineral.

⁴⁸ Produtores Independentes: Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco, conforme disposto no Artigo 11 da Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995 e Decreto n.º 2.003, de 11 de setembro de 1996.

Excluem-se do regime de concessões os potenciais hidrelétricos inferiores a 50 MW⁴⁹, que se subordinam ao instituto da autorização, não se sujeitando ao processo de licitação, sendo ainda que, do universo de aproveitamentos hidrelétricos, as pequenas centrais hidrelétricas – PCHs – não recolhem o ônus pelo uso do bem público – UBP –, enquanto que as centrais hidrelétricas entre 1 MW e 50 MW, sem características de PCH, devem contribuir com o pagamento do UBP.

Regulamentando a norma definida em Constituição, de que a concessão de serviços públicos deve ser precedida de licitação, foi editada a Lei n.º 8.987, de 1995, com nova redação dada pela Lei n.º 9.648, de 1998, que estabeleceu nos três primeiros incisos de seu art. 15 os seguintes critérios de julgamento: o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão ou a combinação desses dois critérios.

Outros quatro critérios foram posteriormente incluídos em 1998, pela Lei n.º 9.648, contemplando propostas de caráter, principalmente as de técnico: melhor proposta técnica, com preço fixado no edital; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica, ou melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

Sendo que desde 2004, o valor do ônus pelo uso do bem público é previamente definido para cada empreendimento hidrelétrico licitado e o critério de julgamento da licitação é o de menor tarifa para a energia ofertada ao ACR.

Na definição do valor de pagamento pelo UBP, o poder concedente definiu com seu objetivo encontrar o ponto de equilíbrio entre a maximização dos pagamentos à União e a minimização do impacto sobre o preço da energia elétrica aos consumidores regulados. Assim, foi definido que esse valor seja calculado em função da atratividade do empreendimento, dada pela razão entre a tarifa de referência baseada no custo de produção (CP – custo de referência do projeto), e o custo marginal de expansão (CME – custo teto do leilão), ambos em R\$/MWh. Essa razão resulta no valor percentual (VP) aplicado sobre a receita anual do empreendimento.

Quanto mais próximo estiver o CP do CME, menor a atratividade do empreendimento. Assim

⁴⁹ Vide Nota de Rodapé nº 42, página 70 com respeito à Audiência Pública 050/2009.

sendo, o cálculo do VP foi definido em função da razão CP/CME. Quando essa razão for superior a 1,0, o VP será igual a 0,5%; já quando for menor ou igual a $\frac{1}{3}$, o VP será igual a 1,0% e, quando estiver entre $\frac{1}{3}$ e 1,0, deverá ser adotada a equação 7.

$$VP = \frac{5 - 3 \times \frac{CP}{CME}}{4} \quad (7)$$

Equação 7 – Valor percentual.

O valor pelo pagamento anual pelo UBP pode ser então calculado multiplicando-se o valor de seu VP (%) por sua garantia física (GF, em MW médio, definida pelo MME e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, como sendo a quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização por meio de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163/04⁵⁰) e pelo respectivo preço ofertado (PO, em R\$/MWh) final, conforme equação 8.

$$UBP = \left(\frac{8.760}{100} \right) \times VP \times GF \times PO \quad (8)$$

Equação 8 – Cálculo do UBP de referência

3.1.3 Sistemática de licitação da outorga

A licitação para outorga de concessão de potenciais de energia hidráulica é realizada no mesmo dia, em procedimento imediatamente precedente ao de comercialização de energia elétrica, atendendo ao disposto na Lei n.º 8.987/1995 e na Lei n.º 9.648/1998. Acaba, assim, sendo tratada pelos organizadores do leilão como a primeira fase do leilão (a segunda fase é o leilão de comercialização de energia elétrica), conforme consta nas Portarias MME n.º 430/2005, 515/2005, 529/2008 com base na Nota Técnica ANEEL n.º 137/2005 e respectivo “Detalhamento da Sistemática” (documento produzido pela CCEE) e subdividida em duas etapas: etapa inicial e, se necessário, etapa contínua para cada empreendimento hidrelétrico a ser licitado.

Entre as regras de participação, destaca-se que um mesmo empreendimento não poderá ser disputado por dois ou mais consórcios que tenham, em sua composição, a mesma empresa, ou empreendedor, quando estiver atuando, isolada e concomitantemente, em consórcio(s) do(s)

⁵⁰ Cabe, aqui, introduzir o conceito de energia assegurada, sendo definido como a garantia física da usina hidrelétrica, ou seja, constitui seu limite de contratação. Considera-se a energia assegurada de cada usina hidrelétrica a fração a ela alocada da energia assegurada global do sistema. Esta alocação da energia assegurada e suas revisões são definidas pelo MME, com base em metodologia aplicada pelo ONS/MME, conforme disposto nos Decretos 5.163/04 e 2.655/1998.

qual(is) seja integrante.

Assim, na etapa inicial, concorrem empreendedores interessados em obter a concessão para construção e exploração de usinas hidrelétricas, as quais são licitadas individual e sequencialmente. Nela, os empreendedores submetem, para o projeto em licitação, um único lance com preço menor ou igual ao custo de referência do projeto (nos primeiros leilões realizados, o lance deveria ser menor ou igual ao preço-teto da primeira fase do leilão). Logo, o sistema não valida lances acima do CP, sendo considerado lance classificado quando o jogador submeter valor inferior ao máximo estipulado e, assim que aprovado, o lance passará a ser irreatável e irrevogável.

Essa etapa é encerrada por decurso de tempo para inserção de lance ou em, até, um minuto após todos os empreendedores submeterem seus lances, o que ocorrer primeiro. A seu término, o sistema classificará os lances em ordem crescente de preço e realizará as seguintes comparações. Se a diferença entre os dois menores preços de lance for superior a 5% do menor preço, encerra-se a licitação dessa hidrelétrica e declara-se detentor do direito de participação do leilão de comercialização o empreendedor que ofereceu o menor preço de lance. O leiloeiro, então, agenda o início do próximo projeto a ser licitado.

Entretanto, se a diferença entre os dois menores preços de lance for igual ou inferior a 5% do menor preço, encerra-se a etapa inicial e inicia-se a etapa contínua para esse empreendimento. O empreendedor que tenha apresentado o menor preço de lance na etapa inicial e os outros cujas propostas apresentem diferenças iguais ou inferiores a 5% sobre o menor preço de lance participarão da segunda etapa.

O preço de início da etapa contínua é o menor preço de lance da etapa inicial. Nesta, cada empreendedor participante pode ofertar preço igual ou inferior ao preço corrente subtraído do decremento mínimo previamente estipulado. A cada novo lance, o sistema reiniciará a contagem do tempo para inserção de lance. Ela será encerrada depois de transcorrido o tempo sem que haja alteração do preço corrente.

Encerrada a etapa contínua, é declarado como detentor do direito de participar do leilão de comercialização de energia elétrica o empreendedor que ofereceu o menor preço de venda da energia elétrica do aproveitamento hidrelétrico. O leiloeiro, assim, agenda o início do próximo projeto a ser licitado.

Depois de licitadas as outorgas dos projetos hidrelétricos, o leiloeiro define o tempo de início do leilão de comercialização de eletricidade, quando, posteriormente, vencedores desse leilão de outorga de cada projeto irão participar do leilão de comercialização, como proponentes vendedores de energia elétrica. Então, competirão – direta ou indiretamente – com energia térmica (biomassa da cana-de-açúcar, gás natural, carvão e óleos Diesel e combustível), pequenas centrais hidrelétricas e parques eólicos, ou seja, competir com todas as demais fontes que não precisam de outorga de concessão pelo Poder Concedente. Se a eletricidade de novos projetos de usinas hidrelétricas não for vendida no leilão de comercialização, a outorga não será concedida, ou seja, o leilão de concessão da outorga é invalidado.

3.1.4 Sistemática de comercialização nos leilões do ACR

A organização e celebração do leilão são de responsabilidade das entidades governamentais: MME – Ministério de Minas e Energia (responsável pelo estabelecimento da diretriz e sistemática) –, EPE – Empresa de Pesquisa Energética (responsável pelo cadastro e habilitação técnica de projetos que tem interesse em ofertar energia) –, CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (responsável pela operacionalização) – e da agência reguladora ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (responsável pela elaboração do Edital e os documentos vinculados, tais como o contrato de compra e venda de energia elétrica).

A EPE ainda assume o papel dos compradores no momento do leilão (“comprador único”⁵¹), ou seja, a empresa ligada ao Ministério de Minas e Energia atua em nome de todas as empresas distribuidoras de energia elétrica (compradores de fato), como intermediadora de curto prazo entre agentes geradores e as últimas, que declararam previamente ao leilão suas necessidades futuras de energia para atendimento de seus consumidores cativos à estatal. Ao fim do leilão, as concessionárias assinam contratos de compra com os produtores independentes de energia elétrica, que ficam encarregados de construir a central de geração e fornecer energia elétrica a partir de determinada data.

Desse modo, os leilões do mercado regulado são unilaterais, ou seja, apenas os agentes geradores (vendedores) ofertam lances. Harris (2006, p.165) não vê problema nessa organização, já que a competição na geração é, provavelmente, o passo mais importante do

⁵¹ O “comprador único” será sempre citado entre aspas, dado que na prática o leiloeiro não assina contratos, ou seja, não compra a energia elétrica. O leiloeiro simplesmente atua em nome das empresas distribuidoras de energia elétrica (que são os compradores de fato), como intermediador de curto prazo entre agentes geradores e distribuidores.

modelo de comercialização. Além disso, como concessionárias de distribuição podem repassar ao consumidor cativo o custo de montantes contratados de até 103% de sua carga, elas poderiam não ter o incentivo para comprar pelo menor preço. Com o “comprador único”, se o preço for considerado elevado, o intermediário governamental pode comprar menos eletricidade que é necessária para o crescimento da carga, a fim de alcançar o mais reduzido preço quanto seja possível, decisão que não seria esperada pelas empresas de distribuição.

Por fim, a fundamental diferença desse modelo com relação à aquisição centralizada é a de que o governo não fornece garantias de pagamento, nem toma posição contratual no mercado (Maurer e Barroso, 2011, p.34 e p.40).

Os leilões costumam ser multiproduto, ou seja, com relação à forma de contratação, a energia elétrica pode ser contratada tanto pela modalidade quantidade⁵², como por disponibilidade⁵³. A energia a partir de fonte hidrelétrica é contratada pela primeira modalidade, projetos termelétricos pela segunda, enquanto que a fonte eólica já foi contratada tanto por quantidade (leilão de reserva) quanto por disponibilidade (leilão tradicional e de fonte alternativa). Além dessa diferenciação de produtos pela modalidade, no leilão de reserva 2010 houve a segmentação entre produtos por fonte de energia: pequena central hidrelétrica, eólica e biomassa.

Binmore *et al.* (2004) defendem que, quando houver mais de um produto inter-relacionado sendo vendido ao mesmo tempo, como é o caso dos leilões de energia elétrica brasileiro, a informação revelada em um leilão dinâmico pode servir outra função importante. Ao permitir aos vendedores verem as informações de preços parciais, eles serão capazes de tomar decisões, mais bem informados sobre as quantidades a ofertarem em cada produto, quando forem substitutos ou complementares e houver ausência de informação sobre os concorrentes. No caso brasileiro, entretanto, raros são os investidores que ofertam energia em mais de um produto.

Entre todos os projetos possíveis de leilões, a escolha do Governo do Brasil foi pelo leilão anglo-holandês⁵⁴ (Klemperer, 2002, p.181) de relógio descendente⁵⁵ (Cramton e Stoff, 2007,

⁵² Vide nota de rodapé 2, página 2.

⁵³ Vide nota de rodapé 3, página 2.

⁵⁴ Vide item 2.1.6.3.

⁵⁵ Apenas lembrando a discussão do item 2.1.6.4, o leilão de relógio é um processo iterativo no qual o leiloeiro anuncia os preços, uma para cada um dos itens a serem vendidos. Os concorrentes, em seguida, indicam as quantidades de cada item desejado a preços correntes. Ele será repetido até que não haja itens com excesso de

p.7). Nele, há primeira etapa de oferta “oral” (na prática lance eletrônico), ou seja, simultânea, e os lances são classificados em ordem decrescente. A segunda etapa é de lance em “envelope fechado” (na prática o lance é eletrônico) cujo jogador qualificado na etapa inicial oferta seu único e final lance, sendo declarados os vencedores do leilão, os lances com os preços mais baixos para atender a quantidade demandada.

Segundo Klemperer (1998; 2002), essa sistemática fornece uma solução para o dilema entre escolher o leilão oral (mais conhecido por “inglês”) e o selado (muitas vezes chamado de “holandês”), combinando os dois tipos de leilão no híbrido “anglo-holandês,” que muitas vezes capta as melhores características dos dois tipos de leilão, conforme discussão apresentada no item 2.1.6.

Antes do início do leilão, o leiloeiro (EPE) define, para cada produto oferecido, a quantidade (ou “lotes”) exigida, a “oferta de referência” (nome atribuído pela sistemática do leilão, embora, conceitualmente, seria melhor defini-lo como demanda de referência, ou demanda para fechamento da primeira etapa do leilão), e o preço-teto. Apenas os preços iniciais são divulgados, ou seja, as quantidades exigidas, o montante total dos projetos (de energia) que permitidos para a venda eletricidade e a “oferta de referência” para cada produto serão mantidos em sigilo.

Para o primeiro lance da primeira etapa, os licitantes sabem os preços de partida (preço-teto), e com base nele são capazes de apresentar propostas que consistem em quantos megawatts-médios (quantidade de energia disponível ao sistema; sendo 1 MW médio = 8.760 MWh/ano) estariam dispostos a fornecer ao preço de reserva determinado. O prosseguimento do leilão é dado pela diminuição do preço (por decrementos estipulados previamente ao leilão, porém não divulgados aos participantes antes do início do certame) enquanto que houver proposta de fornecimento ao preço corrente e ao volume desejado. Essa etapa continuará enquanto a oferta total for superior a “oferta de referência” calculada pela extrapolação da demanda agregada para todos os produtos por um “fator de referência”. Este também é mantido em sigilo, mas seu objetivo é permitir que, na primeira etapa do leilão, haja excesso de oferta suficiente para gerar concorrência de preços na segunda etapa (BINMORE, 2004) e também poder neutralizar redução de oferta na primeira etapa.

Quando a oferta total atinge a “oferta de referência” é encerrada a primeira etapa, e, como o

leiloeiro não quer correr o risco de que a oferta dos proponentes vendedores da última rodada da primeira etapa seja inferior à real necessidade de contratação de energia, são classificados para a segunda etapa do leilão todos os proponentes vendedores participantes da penúltima rodada da fase uniforme. Com isso, o preço-teto de início da segunda etapa é o preço de fechamento da primeira fase somado a um decremento, de forma a retomar ao preço corrente da penúltima rodada.

Dessa forma, os proponentes terão incentivos a ofertar preços ainda menores do que o último preço por eles propostos. Assim, tem-se início a segunda etapa, a do leilão de lance selado discriminatório, simultâneo, cujos vendedores ofertam preços para as quantidades que foram alocadas ao término da primeira etapa. Os candidatos têm a oportunidade de oferecer seu preço final, ou seja, os geradores devem oferecer os preços pelos quais estão dispostos a contratar sua geração de eletricidade e, sendo uma etapa discriminatória, as propostas vencedoras recebem o equivalente a suas propostas de preços.

A etapa discriminatória tem por objetivo o de atingir o menor valor possível de comercialização, sendo ainda que, como nesse momento do leilão podem ter restado poucos jogadores, a troca de lance oral por lance selado minimiza as chances de conluio. De forma a ilustrar tal mecanismo, considere a figura 4, e supondo que o leilão fosse realizado em etapa única pela sistemática da primeira etapa (inglês reverso), era de se esperar que o equilíbrio entre a oferta e demanda ocorresse no ponto B, ao preço “ p_B ”. Entretanto, pelo modelo adotado, a primeira etapa encerra-se no ponto A e, como a segunda etapa é do tipo selado e simultâneo, em vez da oferta “deslizar” ao longo da curva de “oferta 1”, do ponto A ao ponto B, o lance selado e simultâneo faz que a curva de oferta se desloque para baixo, e o leilão alcance o equilíbrio entre oferta e demanda no ponto C, ao preço “ p_C ”, inferior a “ p_B ”.

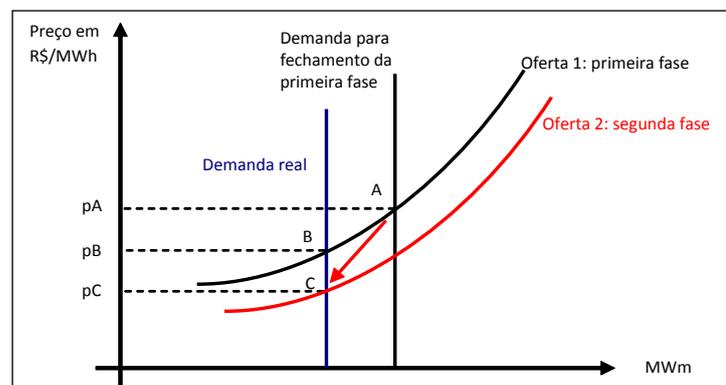


Figura 4 – Sistemática dos leilões de energia existente.

Fonte: Elaboração própria.

Analisando-se os objetivos das duas fases do leilão, Binmore *et al.* (2004), os quais analisaram a metodologia proposta pelo MME para os leilões de energia brasileira⁵⁶, avaliam que o objetivo da primeira etapa é a tradicional descoberta de preços, contribuindo para reduzir a incerteza do valor comum, e assim permitindo aos proponentes vendedores lances mais agressivos, sem temer a maldição do ganhador.

Com relação à segunda etapa, na opinião de Klemperer (2002), o lance selado induz a alguma incerteza sobre qual dos finalistas irá ganhar, atraindo assim mais participantes. Com isso, há também a expectativa de que o preço final do leilão possa ser ainda menor do que em leilão descendente puro. Entusiasta do modelo, ele defende que esse tipo de leilão híbrido também leva a um preço de equilíbrio melhor do que em um leilão de lance selado puro, porque os finalistas podem aprender algo sobre o comportamento de seus concorrentes e sobre as percepções dos licitantes remanescentes a respeito do valor do objeto durante a etapa descendente.

Já na opinião de Binmore *et al.* (2004), o objetivo da segunda etapa é menos clara, levando-os a apontar três possíveis objetivos: proporcionar maior concorrência de preços (e, portanto, resultar em preços médios inferiores); reduzir as oportunidades para o comportamento colusório, ou incentivar a participação dos licitantes fracos.

Binmore *et al.* (2004) ainda entendem que não há razão para acreditar que a segunda etapa do leilão irá resultar em preços mais baixos do que aqueles resultantes de se prosseguir o leilão de relógio descendente até que a procura excedesse a oferta. Os autores afirmam que leilões discriminatórios não costumam resultar em preços mais baixos em ambientes multiprodutos do que leilões de preço uniforme, ou seja, se o objetivo principal da segunda etapa for gerar maior concorrência de preços, a lógica em que se baseia a segunda fase seria infundada.

Binmore *et al.* (2004) afirmam, ainda, que a segunda etapa do leilão parece altamente suscetível a distorcer o resultado da primeira, ao prevenir ou impedir a descoberta do preço eficiente. Por fim, concluem que não há objetivo claro em adotar tal formato de leilão híbrido, pois o modelo não parece incorporar todas as particularidades de outros leilões de dois estágios que têm sido propostos na literatura. Completam que, embora a segunda etapa possa ser destinada a reduzir os preços, limitando as oportunidades de colusão, possivelmente corre um sério risco de distorcer o desempenho global do leilão, aumentando sua ineficiência. Assim

⁵⁶ Cabe ressaltar que o trabalho de Binmore *et al.* (2004) foi feito antes da realização do primeiro leilão de energia nova.

sendo, finalizam seu estudo recomendando que seja adotado apenas o formato da primeira etapa, o inglês reverso.

No item 3.3.3 desta tese, serão analisados os resultados dos leilões de energia elétrica que contrataram novos empreendimentos e, entre outras discussões, procurar-se-á entender se a segunda etapa do leilão (lance discriminatório) tem contribuído para a redução do preço final do certame.

3.1.5 Metodologia de contratação por disponibilidade: ICB – Índice Custo Benefício

O critério de escolha dos projetos nos leilões de energia nova é baseado no preço de comercialização, expresso em R\$/MWh, ofertado por cada concorrente pela construção e operação das usinas. Entretanto, o cálculo do preço depende da modalidade de contratação, quer seja a quantidade, quer seja a disponibilidade.

Na contratação por quantidade, o preço é obtido pela razão entre o montante fixo (R\$) anual que investidor oferta, o qual deve ser suficiente para remunerar os custos econômicos da usina, pela quantidade de energia anual a ser gerada (multiplicação da garantia física⁵⁷, em MWh, pelas horas do ano), obtendo-se, assim, o preço de comercialização em R\$/MWh. Ou seja, o consumidor paga pela energia prometida a ser entregue, que tende a ser a efetivamente gerada na base.

Já no caso dos contratos por disponibilidade, é como se o consumidor “alugasse” a usina, pagando um montante fixo ao investidor, e passasse a se responsabilizar pelas parcelas variáveis de custo operativo e transações na CCEE. Nessa modalidade de contrato, o custo econômico pode ser segmentado entre o custo de oportunidade do investidor, mais reembolso dos custos variáveis de operação, quando a usina contratada for despachada, e compra de energia em curto prazo, quando a usina não for despachada. O reembolso dos custos variáveis, basicamente dado pelo custo do combustível, gera ainda o agravante de como comparar uma térmica que, por exemplo, utiliza carvão como combustível – custo fixo mais alto, e custo variável de geração mais baixo – com outra térmica que utiliza, por exemplo, óleo como combustível – custo fixo mais baixo, e custo variável de geração mais alto (VEIGA, 2009, p.7).

⁵⁷ Definida pelo Ministério das Minas e Energia, corresponde às quantidades máximas de energia e potência associadas a um empreendimento que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos. A Portaria MME n.º 258, de 28 de julho de 2008, é o ato que atualmente define o método de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração. Esse ato relaciona a garantia física com o lastro para contratos de venda, conforme mencionado em seu artigo 2º.

Como os leilões são realizados de forma a promover a concorrência entre fontes que participem do mesmo produto, foi criado um artifício para comparar seus preços. A Portaria MME nº 430 de 2005, que detalha a sistemática dos leilões de energia nova, alterada pela Portaria nº 515 do mesmo ano, definiu a forma de comparação utilizada. A partir daquela data, a contratação dos empreendimentos termelétricos e, eventualmente eólicos, passou a ser avaliada com base em seu Índice Custo Benefício, ou seja, na relação entre os custos totais de implementação-operação da usina e o benefício energético que agregará ao sistema caso entre em operação. Ou seja, o mecanismo do Índice de Custo Benefício é utilizado como critério para a seleção dos projetos termelétricos mais competitivos (MARTINS, 2008, p.11).

O índice, expresso em R\$/MWh, equivale ao custo médio esperado de determinada usina, considerando sua potência, disponibilidade, inflexibilidade e seu custo variável (dados informados pelo empreendedor) em função das simulações de operação feitas pela EPE, conforme metodologia do MME. O custo total do empreendimento combina os custos fixos da usina com a expectativa de custos variáveis de operação e de custos econômicos de curto prazo.

No cálculo da parcela referente ao custo fixo são contemplados os valores para cobrir a amortização dos custos de implementação e todos os gastos fixos com a manutenção da planta, custos de conexão à rede, tarifas como pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição etc. Também deve ser considerado o custo da geração dentro do limite de inflexibilidade da planta, ou seja, a geração mínima obrigatória da usina termelétrica.

Já o custo variável é o valor necessário para despacho acima do limite de inflexibilidade operativa, ou seja, é o valor que cobre o custo do combustível utilizado e o custo incremental de operação e manutenção, podendo ser ou não limitado por um custo-teto.

Duas parcelas compõem o custo variável: o Custo Variável de Operação (COP) e o Custo Econômico de Curto Prazo (CEC). Tanto o COP quanto o CEC são funções do nível de inflexibilidade da usina e dos custos incrementais de operação e manutenção declarados pelo empreendedor. Com base nesses dados, a Empresa de Pesquisa Energética calcula o COP e o CEC para cada empreendimento, valendo-se de amostra de Custos Marginais de Operação (CMO) futuros do Sistema Interligado. Veiga (2009, p.11) ainda afirma que a estimativa do COP e CEC depende basicamente das projeções dos preços de curto prazo, as quais dependem do cenário de oferta e demanda e do procedimento de simulação operativa adotado no Plano

Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE, elaborado pela EPE). O termo COP é definido pela equação 9.

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CVU \times Gera_{c,m} - Inflex_m \times nhoras_m}{m \times c} \quad (9)$$

Equação 9 – COP: Custo variável de operação

em que:

- s = índice de cada submercado (1 a 4).
- c = índice de cada cenário hidrológico (1 a 2000).
- m = índice de cada mês.
- $CMO_{s,c,m}$ = custo marginal de operação do submercado onde está localizada a usina para cada cenário, para cada mês, em R\$/MWh.
- CVU = custo variável unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh.
- $Gera_{c,m}$ = geração da usina termelétrica em cada mês, para cada possível cenário, em megawatts médios.
- $Inflex_m$ = nível de inflexibilidade de despacho (ou geração mínima obrigatória) da usina termelétrica, para cada mês, em megawatts médios.
- $Disp_m$ = disponibilidade (ou geração máxima mensal) da usina termelétrica, em megawatts médios.

sendo ainda que

$$\begin{aligned} & \text{se } CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m. \\ & \text{e} \\ & \text{se } CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m. \end{aligned}$$

A equação 9 mostra que, com inflexibilidade igual a zero, o COP é equivalente ao produto do custo variável declarado pelo empreendedor (CVU) pela quantidade de energia gerada (Gera) em um dado mês (m) e em determinado cenário hidrológico (c). O COP, tal como definido, é apenas a média anualizada desses gastos mensais futuros com a operação da usina, realizados a partir de 2.000 cenários hidrológicos distintos ao longo dos 120 meses posteriores.

De forma semelhante, o termo CEC é definido como sendo a esperança do Custo Econômico de Curto Prazo, que é a função das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física, conforme definido na equação 10.

$$CEC = \sum_m \left[\frac{\sum_i \frac{GF - G_{m,i} \times CMO_{m,i}}{N}}{m \times 8760} \right] \quad (10)$$

Equação 10 – CEC: Custo econômico de curto prazo

Deve-se observar que o CEC pode inclusive assumir valores negativos já que a Garantia Física (GF) das usinas pode ser menor que a capacidade de geração máxima (G). De tal modo, o termo CEC computa o gasto esperado anual com a compra de energia (avaliada ao preço de liquidação de diferenças) que o *pool* deverá desembolsar sempre quando a usina apresentar geração de energia inferior àquela vendida no leilão de energia, isto é, sua garantia física.

Complementando-se as variáveis que definem o ICB, tem-se o benefício energético da operação da usina que, na prática, é a quantidade de energia que ela poderá oferecer ao sistema, sendo igual à garantia física. Posto isso, sendo o ICB equivalente à relação direta entre os custos totais e o benefício energético do empreendimento, a equação 11 define seu cálculo.

$$ICB = \frac{RF + COP + CEC}{GF} \quad (11)$$

Equação 11 – ICB: índice custo benefício

em que RF é a Receita Fixa requerida para o funcionamento da planta, em R\$/ano; COP é o Custo Variável de Operação, em R\$/ano, relacionado com o nível de inflexibilidade operativa; CEC é o Custo Econômico de Curto Prazo, em R\$/ano, relacionado com a garantia física do empreendimento, e GF é a Garantia Física, em MWmédios.

A partir da equação 11, o ICB tenta medir o custo total anual médio de dado projeto (do ponto de vista do *pool* comprador de energia) *vis-à-vis* à quantidade total de garantia física adicionada ao sistema (MARTINS, 2008, p.36).

No caso da usina ofertar apenas parte de sua garantia física, o cálculo do ICB deverá levar em conta a proporção da energia ofertada, conforme indicado pela equação 12.

$$ICB = \frac{RF}{8760 * QL} + \frac{COP + CEC}{8760 * GF} \quad (12)$$

Equação 12 – ICB: índice custo benefício

em que 8760 é o número de horas em um ano e QL é a Quantidade de Lotes ofertadas no leilão, sendo nesta fórmula cada lote equivalente a 1 MW médio.

De forma a melhor entender a equação 12, a equação 13 mostra o conceito das grandes variáveis.

Equação 13 – ICB: abertura das variáveis

Pelas equações de 9 a 13 é possível visualizar que, quando a usina estiver gerando dentro de seu limite de inflexibilidade, o empreendedor receberá o pagamento referente ao custo fixo de manutenção da usina, algo similar a um “aluguel” pela disponibilidade de geração da planta. Já, quando ocorrer o despacho acima da inflexibilidade, além do custo fixo, o empreendedor receberá, por cada MWh gerado, o valor correspondente ao custo variável de geração, sendo integralmente repassado aos consumidores finais.

Por fim, importante destacar que o CMO, variável no cálculo tanto do COP como do CEC, é associado à situação hidrológica do país e reflete o risco de déficit de energia. Ou seja, no caso de projetos que forem previstos para entrarem em operação no horizonte de planejamento do Governo, não serem concretizados, o risco de déficit aumentará, e, conseqüentemente, seu valor. Neste caso significa que as usinas termelétricas contratadas a determinado ICB, operarão a custo médio superior ao estimado.

Esse item teve por objetivo apresentar a metodologia do ICB, sendo que a análise e discussão sobre a aplicação do ICB nos leilões de comercialização de energia nova é feita no item 3.3.1 desta, após a descrição dos resultados dos leilões.

3.2 Descrição dos resultados dos leilões de energia nova

Neste item serão descritos os resultados dos leilões de energia nova realizados entre 2005-2011, com análise e comentários pontuais. Os temas comuns aos leilões e de maior interesse e/ou preocupação são analisados, detalhadamente, no item 3.3.

3.2.1 Primeiro leilão de energia nova: dezembro de 2005

Realizado em 16 de dezembro de 2005, o leilão de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração e dos empreendimentos enquadrados nos termos do art. 17 da Lei n.º 10.848/2004 (usinas “botox”⁵⁸), para entrega da energia no ambiente de

⁵⁸ Para conhecer a história das usinas “botox”, consulte: REGO, E. E. Usinas hidrelétricas “botox”: aspectos

contratação regulada, o primeiro leilão de energia nova, no âmbito do modelo que havia sido recém institucionalizado, teve participação predominantemente de usinas termelétricas.

Foram contratados 3.286 megawatts médios de energia, sendo 2.278 MWm a partir de fonte termelétrica, ou seja, aproximadamente 70% da energia contratada, conforme demonstra a tabela 14.

Tabela 14 – Participação por fonte no 1º leilão de energia nova

Fonte	Energia (MWm) para entrega a partir de			Total (MWm)	Participação
	2008	2009	2010		
Hidrelétrica	71,0	46,0	891,0	1.008,0	30,7%
Termelétrica	561,0	855,0	862,0	2.278,0	69,3%

Fonte: EPE, 2005; CCEE, 2005.

Desses 2.278 MWm de contratação termelétrica, 1.391 MWm (61%) advêm de geração que utilizam como combustível principal o gás natural, conforme indicação da tabela 15.

Tabela 15 – Participação entre as fontes termelétricas no 1º leilão de energia nova

Fonte Térmica	Energia (MWm) para entrega a partir de			Total (MWm)	Participação
	2008	2009	2010		
Biomassa	31,0	66,0	-	97,0	4,3%
Carvão	-	254,0	292,0	546,0	24,0%
Gás Natural	352,0	469,0	570,0	1.391,0	61,0%
Óleo	178,0	66,0	-	244,0	10,7%

Fonte: EPE, 2005; CCEE, 2005.

No balanço final do leilão, as participações de cada fonte foram: 42% do total utilizam como combustível o gás natural, 17% o carvão, 7% o óleo (combustível ou Diesel) e 3% a biomassa (bagaço de cana-de-açúcar), além dos 31% de hidreletricidade já indicados na tabela 14.

Para entender a expressiva participação de termelétricas a gás natural nesse certame, é necessário resgatar o contexto do setor de gás à época e sua relação com o setor elétrico. No Brasil, até final do século passado, o gás desempenhou papel secundário na matriz energética, havendo níveis restritos de oferta e demanda, o suprimento era pouco confiável e a qualidade variável.

Já, na década de 90, o mercado “surge” com a implementação do GasBol⁵⁹. Em seguida, em 1999, a implementação do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT⁶⁰ traz nova

regulatórios e financeiros nos leilões de energia. São Paulo, 2007. 207 p. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

⁵⁹ Gasoduto Brasil-Bolívia, construído em 1997 para atuar no transporte de gás natural proveniente da Bolívia. Com extensão de 3.150 km (2.590 km em território brasileiro), possui capacidade de transporte de 30 milhões m³/dia (RECHELO NETO, 2005, p.18).

⁶⁰ Implementado pelo Governo Federal, em setembro de 1999, objetivava incentivar investimentos do setor

perspectiva a utilização do gás natural. Entretanto, dos 22 GW previstos inicialmente pelo Programa, apenas 6 GW foram efetivamente incorporados entre 2000-2004. Do fracasso do PPT em incentivar a expansão da capacidade de oferta termelétrica seguiu-se, em 2001, o racionamento de energia elétrica (RECHELO NETO, 2005, p.19).

Sendo que passado o período do racionamento (junho de 2001 a fevereiro de 2002), o mercado de energia elétrica ainda sofreu alguns efeitos que resultaram em excedente de oferta: a população aprendeu a economizar energia; a recessão econômica do período 2002-2003, e a recuperação da capacidade de oferta de origem hidráulica, devido à rápida recomposição dos níveis de armazenamento.

Assim, após três anos do racionamento, as termelétricas efetivamente construídas operavam estritamente por motivos contratuais, com baixo fator de carga. Lembrando ainda que, quando há disponibilidade de alguma capacidade reserva de origem hídrica, a faixa de operação econômica das usinas termelétricas sem contratos de comercialização de energia tende a restringir-se apenas à cobertura do risco hidrológico inerente ao sistema.

Dessa forma, as usinas do PPT só foram despachadas em períodos de baixa pluviosidade, o que fez que os acionistas de usinas Merchant e do PPT recorressem das garantias contratuais celebradas junto à Petrobras. Somente em 2002, a Petrobras desembolsou R\$ 828 MM relativos apenas aos Contratos de Contingentes de Capacidade⁶¹, referente às centrais Eletrobolt, TermoCeará e Macaé Merchant (RECHELO NETO, 2005, p.24).

Para atenuar tais perdas, a Petrobras procurou renegociar esses contratos ou adquirir as usinas. Além do Contrato de Contingentes, de acordo com Rechelo Neto (2005, p.24), a Petrobras também perdeu com os Acordos de Encomenda⁶² (ECC – *Energy Conversion Contract*) celebrados junto às usinas TermoRio, Ibitité, Três Lagoas, Canoas e Piratininga, no Sudeste, e

privado em geração termelétrica a gás natural como forma de reduzir tanto a dependência do sistema elétrico às condições hidrológicas, quanto a vulnerabilidade do sistema de transmissão a longas distâncias (RECHELO NETO, 2005, p.19).

⁶¹ Contrato de Contingentes de Capacidade: cabe à Petrobras a responsabilidade por remunerar 50% dos investimentos fixos (custo fixo) do capital imobilizado para construção das usinas (amortização em 5 anos), sempre que o preço da energia elétrica no MAE não for suficiente para cobrir o retorno previsto do investimento. Em contrapartida, a estatal tem direito aos retornos líquidos de Macaé Merchant (50%), Eletrobolt (25%) e MPX (50%) pelos próximos 20 anos de vida útil das plantas, muito embora isso ainda não tenha ocorrido (RECHELO NETO, 2005, p.24).

⁶² Acordo de Encomenda: contrato entre um *off-taker* da energia (Petrobras) e o controlador de uma termelétrica, no qual o primeiro se compromete a entregar gás natural e a pagar uma taxa de conversão (*tolling fee*) em contrapartida ao direito de comercializar ou utilizar toda a energia gerada pela usina (RECHELO NETO, 2005, p.24).

TermoBahia, TermoAçú e Fafen, no Nordeste.

O resumo dos dois contratos da Petrobras com os agentes de geração térmica são apresentados na tabela 16.

Tabela 16 – Compromissos de compra de energia assumidos pela Petrobras (MWm)

Modalidade de Contratação	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Contingente de Capacidade NE	90	240	240	240	240	240
Acordo de Encomendas NE	95	255	255	255	255	255
Total Nordeste	185	495	495	495	495	495
Contingente de Capacidade S/SE	1.055	1.190	1.190	1.190	893	0
Acordo de Encomendas S/SE	310	1.140	2.000	2.000	2.000	2.000
Total S/SE	1.365	2.630	3.190	3.685	2.893	2.000

Fonte: Rechelo Neto, 2005, p.25.

Soma-se a isso o monopólio no fornecimento de gás natural pela Petrobras, a consequência natural foi a aquisição dessas centrais termelétricas pela estatal e, com todos esses ativos em carteira, sem contratos de comercialização de energia elétrica, nada mais natural foi a venda na primeira oportunidade de comercialização.

Outro ponto de destaque do leilão foi a falta de competitividade das hidrelétricas, tendo comercializado apenas 19% de sua energia habilitada, conforme mostra a tabela 17.

Tabela 17 – Participação por fonte no 1º leilão de energia nova

	MWm Habilitado	MWm contratado	Contratado/ Habilitado	Preço médio R\$/MWh	Lance máximo
Hidrelétrica	5.360	1.008	19%	114,23	116,00
Óleo	25.237	244	1%	138,58	139,00
Gás Natural	8.475	1.391	16%	125,34	131,00
Carvão	2.459	546	22%	126,81	129,28
Biomassa	316	97	31%	137,40	138,99

Fonte: EPE, 2005; CCEE, 2005.

O principal motivo da falta de competitividade está no preço-teto estipulado para as fontes, enquanto que, para a hidrelétrica, o item 12.16 do Edital de Leilão n.º 002/2005-ANEEL estipulou o custo marginal de referência em R\$ 116,00/MWh, para a termelétrica, o valor-teto estipulado para o ICB foi de R\$ 139,00/MWh. Ressalta-se que não foi apresentada nenhuma justificativa para a preferência pela tecnologia térmica.

Os produtos dos leilões foram separados entre essas duas tecnologias (hidrelétricas e termelétricas), sendo que as fontes de combustível (gás natural, carvão, biomassa e óleo) competiram diretamente. No entanto, a sistemática do leilão ainda permitia certa competição

entre as fontes hidro e termo, por mais que os produtos⁶³ negociados fossem diferentes, pois o leiloeiro (representante do MME) podia, no decorrer do leilão, alterar as quantidades a serem compradas por produto, conforme detalhamento da sistemática do edital do leilão nº 002/2005, o que é contrário ao terceiro fundamento de um leilão bem sucedido, conforme preconiza o Banco Mundial (MAURER; BARROSO, 2011, p. ix).

Como resultado, as hidrelétricas tiveram participação muito baixa, com menos de um terço do certame (vide tabela 14), mesmo sendo a fonte de energia mais barata (vide tabela 17). Do mesmo modo, é natural o questionamento do universo de 4.352 MW médios de hidrelétricas que deixaram de comercializar sua energia, quantas não encontrariam viabilidade entre R\$ 116,00 e 139/MWh? Parte dessa resposta será vista no segundo leilão de energia nova. O segundo questionamento é o porquê pagar mais caro por termelétricas? Qual benefício adicional para o sistema foi considerado e não divulgado? Para essa pergunta até hoje não se tem resposta.

Além da análise por fonte, é importante analisar os competidores desse leilão. Chama a atenção o retorno das estatais federais com expressiva participação: Petrobras, com 1.391 MWm comercializados (em função do contexto do gás natural), CGTEE, com 292 MWm, Furnas, com 322 MWm, e Eletrosul, com 37 MWm. Juntas, essas estatais federais comercializaram 62% da energia contratada. Lembrando ainda que, pela sistemática do leilão, há o “comprador único”, no caso a estatal federal EPE (intermediadora⁶⁴ de curto prazo entre agentes geradores e distribuidores), ou seja, os principais vendedores (grupo Eletrobras e Petrobras) e o intermediador da compra representam o mesmo acionista controlador: o governo federal, assim, não se pode descartar o potencial conflito de interesse.

Em resumo, os pontos de preocupação resultantes desse leilão são: preço-teto inadequado para a fonte hidro; instabilidade da regra, uma vez que o leiloeiro podia alterar as quantidades a serem compradas por cada produto no decorrer do processo, e potencial exercício de poder de mercado, já que 62% dos vendedores pertenciam ao mesmo acionista.

⁶³ Conjunto de lotes que será objeto de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR’s com mesma data de início de suprimento e a mesma natureza da fonte.

⁶⁴ Vide nota de rodapé nº 51, página 78.

3.2.2 Segundo leilão de energia nova: junho de 2006

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o leilão de compra de energia elétrica A-3, ou seja, para atendimento do mercado a partir do ano de 2009. Aproximadamente 11 mil MW médios foram habilitados, sendo apenas 1.682 MWm contratados, na proporção indicada na tabela 18. O preço médio de lance da fonte hidro foi de R\$ 124,83/MWh, enquanto que o ICB médio das fontes térmicas ficou em R\$ 132,39/MWh.

Tabela 18 – Quadro de potência do leilão A-3 de 2006

Fonte	A N.º	B Potência (MW)	C Disponibilidade (MW médios)	D Vendidos (MWm)	D/C %	Participação
Usinas hidrelétricas	12	5.849	1.833	940	51,3%	55,9%
PCHs	27	491	320	88	27,5%	5,2%
Bagaço de cana	20	739	263	58	22,1%	3,4%
Biogás	1	20	20	10	51,3%	0,6%
Cavaco de madeira	1	4	3	2	60,6%	0,1%
Carvão mineral	1	650	556	-	0,0%	0,0%
Gás natural	8	4.068	3.724	10	0,3%	0,6%
Gás de processo	1	431	397	-	0,0%	0,0%
Óleo combustível	31	2.512	2.438	402	16,5%	23,9%
Óleo Diesel	24	1.525	1.371	172	12,5%	10,2%
Total	126	16.288,2	10.924,5	1.682,0	-	100%

Fonte: CCEE, 2006.

A tabela 18 mostra que 893 MW médios de energia proveniente de usinas hidrelétricas (no caso, projetos “botox”) habilitados não foram negociados. Em termos relativos, aproximadamente 51% da energia habilitada por essa fonte foi contratada. E, dos 940 MWm vendidos, 419 MWm (45%) referem-se a projetos cujos vendedores são as estatais estaduais CEMIG e CESP.

Esse sucesso percentualmente melhor do que no leilão anterior e com volume absoluto muito próximo, mesmo em um leilão não tipicamente destinado a projetos hidrelétricos, visto que o início do suprimento deve ser feito em 2,5 anos de sua realização, pode ser atribuído à elevação do preço-teto de R\$ 116,00/MWh para R\$ 125,00/MWh. Ainda assim, não se mostrou suficiente para a plena viabilização das usinas hidrelétricas, o que seria natural, uma vez que todas elas comercializaram energia a preços inferiores ao das termelétricas.

Com relação aos vendedores, a Petrobras manteve expressiva participação, embora tenha reduzido sua influência, de 42% de todo o volume negociado (1.391 MWm), em dezembro de 2005, para 19% do total (318 MWm) nesse, com participação inferior somente à da CEMIG, com 21,1% do mercado.

Em resumo, como pontos de atenção resultantes desse leilão tem-se a concentração de mercado no lado vendedor (os 4 principais vendedores – Cemig, Petrobras, Companhia Energética Meridional e Tractebel – foram responsáveis por 69,3% da energia contratada) e a contínua preferência do leiloeiro por fontes termelétricas, já que o ICB teto foi de R\$ 140,00/MWh, R\$ 15/MWh superior ao preço-teto estipulado à fonte hidro.

3.2.3 Terceiro leilão de energia nova: outubro de 2006

Em 10 de outubro de 2006, foi realizado o terceiro leilão de energia nova, para entrega da energia elétrica no ambiente de contratação regulada a partir do ano de 2011, assim denominado leilão A-5/2006.

Foram habilitados 107 projetos, totalizando 19.177 MW de capacidade, ou 9.013 MW médios de energia, sem ainda o conhecimento dos preços-tetos para cada fonte, uma vez que esta fase precedia à publicação do edital. Já o depósito de garantia de participação no leilão ocorreu quando do conhecimento desses preços: R\$ 140,00/MWh para a fonte termelétrica e R\$ 125/MWh para a fonte hidrelétrica. O resultado foi a diminuição da oferta de energia para 3.596 MWm, ou seja, redução de 60%. Foi uma clara demonstração de que o preço-teto mais uma vez não agradou, nem mesmo à Petrobras, que retirou 646 MWm.

Do volume final qualificado para dar lance, apenas 1.104 MW médios de energia foram contratados, na proporção indicada na tabela 19. O preço médio do certame foi de R\$ 128,90/MWh, sendo que os 535 MWm de fonte termelétrica foram comercializados a média de R\$ 137,44/MWh (ICB máximo comercializado de R\$ 138,00/MWh) e os 569 MWm de fonte hidrelétrica, ao valor de lance médio de R\$ 112,58/MWh (valor máximo de R\$ 113,15/MWh), com preço de venda médio de R\$ 120,86/MWh (preço máximo de R\$ 135,98/MWh). A diferença entre o preço de venda e o preço de lance é o diferencial do UBP que foi acrescido à receita do gerador “botox”⁶⁵.

⁶⁵ O art. 17 da Lei n.º 10.848/2004 equiparou à “energia nova” aquela provinda de empreendimentos de geração existentes (ou de projetos de ampliação) que atendessem cumulativamente aos seguintes requisitos: (a) que tivessem obtido outorga de concessão ou autorização até a data da edição da lei; (b) que tivessem iniciado operação comercial depois de 1º de janeiro de 2000, e (c) que não tivessem contratado sua energia até a data da publicação da mesma lei. [energia “botox”]. No que refere a energia equiparada à “energia nova” pelo citado art. 17, provinda de empreendimentos que receberam concessões para geração pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público na vigência da Lei n.º 9.648/1998, o art. 18 seguinte da mesma lei estatuiu que as respectivas usinas concorrerem em igualdade de condições com os demais empreendimentos (“energia nova”) na comercialização do produto no ambiente regulado. Isso valia, inclusive, quanto ao valor estabelecido como referência para pagamento do UBP estabelecido pelo poder concedente. Para isso, dispôs esse art. 18 que a diferença entre o valor efetivamente contratado ou pago na licitação feita pelo regime da maior oferta pelo UBP e o valor de referência do UBP estabelecido para a licitação que viria a se realizar sob o novo modelo (de menor

Os números da tabela 19 mostram equilíbrio entre as fontes hidro e termo com aproximadamente metade do mercado para cada uma. E, assim como nos leilões anteriores, a fonte mais barata, hidrelétrica, deixou de comercializar 1.413,7 MWm, ou, pelo menos, os 535 MWm restantes que foram pelas fontes termelétricas.

Tabela 19 – Potência habilitada e contratada no leilão A-5/2006

Fonte	A N.º	B Potência (MW)	C Disponibilidade (MWmédios)	D Vendidos (MWm)	D/C %	Participação
Hidrelétrica nova	4	752,0	441,5	339,0	76,8%	30,7%
Hidrelétrica “botox”	7	2.827,1	1.541,2	230,0	14,9%	20,8%
PCH	5	99,6	54,5	-	0,0%	0,0%
Bagaço de cana	11	363,6	142,1	61,0	42,9%	5,5%
Gás natural	2	1.428,7	763,3	200,0	26,2%	18,1%
Gás de processo	1	490,0	419,8	200,0	47,6%	18,1%
Óleo combustível	6	586,3	357,8	5,0	1,4%	0,5%
Óleo Diesel	1	174,3	69,8	69,0	98,9%	6,3%
Total	37	6.721,60	3.790,00	1.104,00	29,1%	100%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2006.

Especificadamente, com relação aos novos empreendimentos de fonte hidrelétrica, licitados na primeira etapa do leilão (leilão de outorga – vide item 3.1.2), apenas os projetos UHE Dardanelos e UHE Mauá foram outorgados, enquanto que a UHE Barra do Pomba e a UHE Cambuci não encontraram viabilidade, conforme demonstra tabela 20.

Tabela 20 – Novos empreendimentos de fonte hidro

Projeto	Potência (MW)	Energia (MWm)	Investimento (R\$mil)	Energia Vendida (MWm)	CP (R\$/MWh)	Preço de venda (R\$/MWh)
Baixo Iguaçu (*)				-	123,01	-
Barra Pomba	80,0	53,1	256.571	-	125,41	-
Cambuci	50,0	35,8	217.725	-	152,54	-
Dardanelos	261,0	154,9	534.059	147,0	120,00	112,68
Mauá	361,0	197,7	821.255	192,0	116,35	112,96
Salto Grande (*)					124,02	

(*) não ambientalmente qualificados.

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2006, e Edital de Leilão n.º 004/2006-ANEEL.

A não contratação das usinas Barra do Pomba e Cambuci ocorreu porque seus custos indicativos de viabilidade (CP – custos de referência), calculados pela própria EPE, indicavam valores de R\$ 125,41/MWh e R\$ 152,54/MWh, respectivamente, frente ao preço-teto da fonte de R\$ 125,00/MWh. Por outro lado, embora esses preços-tetos tenham inviabilizado a contratação dessas usinas, permitiu que usinas térmicas comercializassem

tarifa na venda no ACR), seria incorporada à receita do agente de geração de energia. Esse benefício seria limitado ao custo marginal da energia resultante de cada licitação, definido como sendo o correspondente ao maior valor da energia elétrica expresso em reais por MWh nas propostas vencedoras.

energia a até R\$ 138/MWh, valor que viabilizaria a UHE Barra do Pomba.

E sendo permitido vender energia elétrica a valores superiores ao da fonte hidro, dado pelo índice de custo benefício, nove projetos sagraram-se vencedores, conforme apresentado na tabela 21.

Tabela 21 – Resultados dos empreendimentos térmicos

Empreendimento	Combustível	MWm habilitados	MWm negociados	ICB (R\$/MWh)	Receita fixa (R\$/MWh)
Baia Formosa	Bagaço de cana	11,0	11,0	137,70	145,94
Boa Vista	Bagaço de cana	36,2	11,0	134,99	139,07
Ferrari	Bagaço de cana	8,2	8,0	138,00	140,65
Quatá	Bagaço de cana	10,5	10,0	137,00	141,16
Usina Bonfim	Bagaço de cana	23,4	21,0	137,60	140,91
Macaé Merchant	Gás natural	403,3	200,0	138,00	63,12
Do Atlântico	Gás de processo	419,8	200,0	136,88	136,88
Bahia I	Óleo combustível	19,0	5,0	138,00	58,16
Palmeiras de Goiás	Óleo Diesel	69,8	69,0	137,70	50,72
Total		1.001,2	535,0	137,44	

Fonte: EPE, 2006.

A diferença entre os valores das últimas duas colunas da tabela 21, receita fixa e ICB, mostram para o caso da biomassa do bagaço da cana-de-açúcar o ganho adicional calculado pelo CEC da metodologia do ICB, que recebem por gerarem energia durante o período seco. Assim, da média do ICB de R\$ 137,1/MWh, as centrais a biomassa obtêm receita anual média de R\$ 141,49/MWh, ou seja, ganho médio de R\$ 4,39/MWh por contribuição ao sistema pela geração em complementaridade a fonte hidro.

Já com relação às termelétricas movidas a óleo, o resultado do índice custo benefício é inferior a R\$ 140,0/MWh, mesmo com custos variáveis superiores a R\$ 400,0/MWh, sendo garantido ao investidor receita fixa superior a R\$ 50/MWh, mesmo que nunca gere 1Wh.

Com relação à participação de usinas a gás natural, o setor vivia momento de insegurança quanto ao suprimento e incerteza quanto ao preço do combustível, em função da crise na Bolívia, conseqüentemente, a participação caiu significativamente: enquanto que no leilão de dezembro de 2005 a Petrobras comercializou 1.391 MWm e, em junho de 2006, comercializou 318 MWm e, em outubro de 2006, foram somente 200 MWm. Ainda assim, a estatal voltou a ser a principal vendedora do leilão, com participação de 18,6%.

Em resumo, o leiloeiro volta a mostrar preferência pela fonte térmica e destaca-se a continua participação da fonte termelétrica a óleo desde o primeiro certame. O item 3.3.1 irá aprofundar este tema.

3.2.4 Primeiro Leilão de Fontes Alternativas: junho de 2007

O primeiro leilão de fontes alternativas foi realizado em 18 de junho de 2007. Em um primeiro momento, ele entusiasmou os agentes do setor pela convocação de leilão específico para fontes biomassa, pch e eólica, mas acabou de forma frustrante: dos 143 projetos cadastrados, apenas 87 chegaram a se habilitar, muitos deles vindo a desistir mais tarde, restando, somente, 36 na fase de pré-qualificação, ou seja, aqueles que depositaram a garantia de participação. E, ao final, apenas 18 projetos comercializaram energia, em termos energéticos, dos cerca de 1.300 MWm (2.784,8 MW nominais) de PCHs e biomassa cadastrados, somente 186 MWm foram efetivamente comercializados. As eólicas não chegaram sequer a se habilitarem com o preço-teto de R\$ 140/MWh.

A maior frustração do leilão coube às PCHs, que comercializaram apenas 6% da energia inicialmente cadastrada. Além das dificuldades em se obter as licenças ambientais, o preço-teto foi o maior responsável pelo resultado: quando do anúncio do leilão, 77 projetos de PCHs foram cadastrados, após a divulgação do preço-teto de R\$ 135,00/MWh, apenas 1/4 depositou garantia de participação para pré-qualificação, como ilustra a figura 5.

O valor máximo fixado ficou abaixo da expectativa do mercado, que tinha como referência o preço de comercialização dessa fonte no âmbito do PROINFA (valor econômico⁶⁶), o qual, atualizado monetariamente até a data do leilão, seria de R\$ 150,00/MWh. Tal fato gerou grande frustração. Ao preço de referência do PROINFA, o mercado apostava em volume contratado de, pelo menos, dez vezes superior ao realizado (MEDEIROS, 2007).

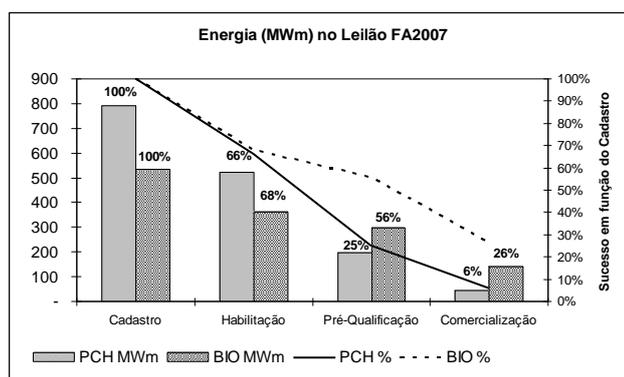


Figura 5 – Leilão de fonte alternativa 2007

Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE, 2007.

⁶⁶ Valor econômico correspondente à tecnologia específica da fonte: valor de venda da energia elétrica para as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. que viabiliza econômica e financeiramente um projeto-padrão, utilizando essa fonte num período de vinte anos com determinados níveis de eficiência e atratividade, conforme as premissas indicadas no art. 3º do Decreto n.º 5.025, de 2004. Os respectivos valores econômicos de cada fonte foram definidos pela Portaria MME n.º 45, de 30 de março de 2004.

Em resumo, a lição desse leilão é a de que preço-teto inadequado pode levar à frustração, o que não é bom não somente para os empreendedores, mas também para o governo que mobilizou o MME, EPE, ANEEL e CCEE para contratação de volume de energia insignificante e, ainda, acabara reduzindo a credibilidade do leilão para fontes alternativas.

3.2.5 Quarto leilão de energia nova: julho de 2007

Realizado em 26 de julho de 2007, após dois adiamentos, o leilão de energia nova A-3/2007, para início de suprimento a partir de 2010, contratou energia elétrica somente de fontes térmicas, especificamente a óleo. O volume total comercializado foi de 1.304 MWm, distribuídos em 12 projetos, conforme mostra a tabela 22.

Ainda de acordo com a tabela 22, onze projetos hidrelétricos se cadastraram. Desses, sete entregaram a documentação necessária para sua respectiva habilitação após a declaração do preço-teto de R\$ 125,00/MWh. Entretanto, somente três depositaram as garantias financeiras de participação para serem pré-qualificados, sendo que nenhum deles deu lance para venda de energia.

Tabela 22 – Resumo do resultado do leilão A-3/2007

Fonte	Cadastrados		Habilitados			Pré-qualificados			Vencedores		
	N.º	MW	N.º	MW	MWm	N.º	MW	MWm	N.º	MW	MWm
PCH	29	481	18	294	178						
UHE	11	2.926	7	2.734	1.545	3	442	336			
Eólica	11	885	7	765	289						
Biomassa	54	1.995	22	693	301	5	195	83			
Gás natural	6	3.542	3	2.032	1.633	3	2.032	1.633			
Gás natural/ óleo Diesel	5	2.161	3	1.977	1.568	1	500	369			
Gás de processo	1	25									
Gasolina natural	1	180									
Carvão mineral	1	350	1	350	333						
Óleo combustível	59	6.757	27	2.938	2.141	18	2.421	1.737	9	1.367	992
Óleo Diesel	5	754	1	20	16	1	140	105	1	140	105
Óleo especial	2	272	2	275	209	2	275	209	2	275	207
Total	185	20.327	91	12.078	8.212	33	6.005	4.472	12	1.782	1.304

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2006.

Mesmo apresentando elevados custos variáveis, em torno de R\$ 450,0/MWh, e sendo fonte mais poluidora que a fonte hidrelétrica, a história se repetiu, o organizador do leilão manteve sua preferência por fontes de geração mais caras e poluentes, ao estipular seu ICB teto R\$ 15,00/MWh acima do preço-teto estabelecido para as usinas hidrelétricas.

Desse modo, mais uma vez, deixou-se de contratar 1.545 MWm (energia habilitada) a partir de fonte hidrelétrica, ou pelo menos os próprios 1.304 MWm do leilão, cujo preço-teto acabou sendo de, aproximadamente, R\$ 10/MWh inferior ao ICB médio de contratação termelétrica, R\$ 134,67/MWh. O que chama a atenção também é a falta de competitividade dos outros combustíveis, que não o óleo, tornando um ponto de preocupação que será mais bem discutido no item 3.3.1.

3.2.6 Quinto leilão de energia nova: outubro de 2007

Após dois adiamentos, em 16 de outubro de 2007, foi realizado o leilão A-5/2007, ou seja, a contratação de energia nova para atendimento do mercado a partir de 2012. E, se por um lado, o preço-teto de R\$ 125,0/MWh já havia demonstrado nos leilões anteriores não ser suficiente para que os empreendedores comercializassem a energia de seus projetos hidrelétricos, por outro, tratava-se do último leilão em que as usinas “botox” podiam vender sua energia (para o mercado regulado) na condição de nova, já que a partir de 2008 só poderiam comercializar energia nos leilões de energia velha. E, assim, foi fixado o preço-teto para a fonte hidrelétrica em R\$ 126,0/MWh, o que, em termos reais, significava valor inferior ao praticado no leilão A-5 do ano anterior. Sete usinas hidrelétricas estavam habilitadas para o leilão, aptas a vender até 1.276 MW médios de energia. Destas, cinco comercializaram sua energia ao valor de lance médio de R\$ 123,95/MWh, ou preço médio de R\$ 129,14/MWh já se considerando o ressarcimento pelo UBP, conforme demonstrado na tabela 23.

Tabela 23 – Empreendimentos hidrelétricos vendedores no leilão A-5/2007

Usina hidrelétrica	MWm habilitado	MWm Contratado	Valor do lance (R\$/MWh)	Preço de venda (R\$/MWh)	Valor do UBP (R\$/MWh)	Preço líquido do UBP (R\$/MWh)
Funil	43	43	125,90	125,90	0,0	125,90
São Domingos	36	36	126,00	125,57	0,57	126,00
Foz do Chapecó	259	259	125,49	131,49	8,40	123,09
Serra do Facão	182	121	115,00	131,49	41,44	90,05
Estreito	635	256	126,00	126,57	0,57	126,00
Salto	63	0				
Salto do Rio Verdinho	58	0				
Total	1.276	715				

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

A participação das hidrelétricas “botox” foi bastante positiva, uma vez que 56% da energia habilitada foi contratada e três grandes projetos (Foz do Chapecó, Serra do Facão e Estreito) comercializaram sua energia, com destaque para a UHE Serra do Facão, usina de maior UBP pelo modelo da primeira reforma do setor, que o fez pelo valor líquido de R\$ 90,05/MWh.

E assim, como nos leilões de energia nova anteriores, a participação termelétrica foi predominante, com 69,1% dos 2.312 MW médios de energia contratada, isto é, 1.597 MW médios distribuídos entre as duas termelétricas a carvão, duas a óleo combustível e uma a gás natural, na proporção apresentada na tabela 24, ao ICB médio de R\$ 128,37/MWh.

Tabela 24 – Empreendimentos termelétricos vendedores no leilão A-5/2007

Usina termelétrica	Combustível	MWm contratado	ICB (R\$/MWh)
MPX	Carvão	615	125,95
Termomaranhão	Carvão	315	128,95
Santa Cruz Nova	Gás natural	351	129,34
Maracanau II	Óleo combustível	51	130,95
Suape II	Óleo combustível	265	131,49
Total		1.597	

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

Assim como nos certames anteriores, 561 MW médios de usinas hidrelétricas deixaram de ser contratadas, só que desta vez, o preço de venda médio foi superior ao ICB médio, o que não significa que sejam projetos mais caros do que os térmicos, uma vez que as bases são diferentes: preço vs índice de custos. Por fim, esse foi um leilão com participação mais equilibrada entre as fontes, inclusive a própria competição entre as fontes térmicas.

3.2.7 Leilão de concessão e comercialização da UHE Santo Antônio: dezembro de 2007

Em 10 de dezembro de 2007, foi realizado o leilão de concessão e venda de energia do projeto da usina hidrelétrica Santo Antônio (3.150,4 MW e 2.218 MWm, segundo Portaria MME n.º 293, de 22 de outubro de 2007), integrante do complexo hidrelétrico do rio Madeira, para início de fornecimento de pelo menos 70% da energia a ser gerada, a partir de 2012, para o mercado regulado (ACR), enquadrando-se, assim, na classificação de Leilão A-5.

A grande batalha que o governo travou para a realização desse leilão foi a de impedir a ação monopolista de um consórcio que já havia sido criado para participar do certame. Ele incluía uma grande empresa de construção, um gerador de propriedade estatal e potenciais usuários de grande porte em posição muito privilegiada, uma vez que tinha sido a construtora a responsável pela realização dos estudos de inventário e de pré-viabilidade do projeto. E, ainda pior, esse consórcio havia negociado acordos de exclusividade no fornecimento com três das

maiores fabricantes de turbinas do mundo.

O assunto foi além do âmbito da ANEEL, que decidiu envolver o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica⁶⁷. O desafio do governo era reduzir barreiras à entrada de novos jogadores, dada a capacidade de produção relativamente pequena em todo o mundo para produzir as turbinas específicas para o perfil de geração em baixa queda desse projeto. Assim, foi necessário desafiar o acordo de exclusividade entre o consórcio e as fabricantes de turbinas.

Após longas negociações envolvendo o CADE, a ANEEL e o consórcio, o governo brasileiro decidiu que os acordos de exclusividade precisavam ser revistos, uma vez que representavam grande entrave ao processo concorrencial. Com isso, três consórcios se habilitaram para participar do leilão:

- Consórcio Madeira Energia: Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda. (17,6%); Construtora Norberto Odebrecht S.A. (1%); Andrade Gutierrez Participações S/A. (12,4%); Cemig Geração e Transmissão S/A (10%); Furnas Centrais Elétricas S/A (39%) e Fundo de Investimentos e Participações Amazônia Energia (FIP – formado pelos bancos Banif e Santander) (20%);
- Consórcio Energia Sustentável do Brasil – CESB: Suez Energy South América Participações Ltda. (51%), e Eletrosul Centrais Elétricas S/A (49%);
- Consórcio de Empresas Investimentos de Santo Antonio – CEISA: Camargo Correa Investimentos em Infraestrutura S/A (0,9%); Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF (49%); CPFL Energia S/A (25,05%), e ENDESA Brasil S/A (25,05%).

E, por mais que se tenha insistido pela concorrência, pode-se verificar que as empresas do *holding* Eletrobras: Furnas, Eletrosul e Chesf disputaram por consórcios diferentes, ou seja, as empresas do mesmo grupo concorreram entre si no leilão.

Discussão também bastante acalorada foi a do estabelecimento do preço-teto. O estudo de

⁶⁷ O Conselho Administrativo de Defesa Econômica é um órgão julgante, com jurisdição em todo o território nacional, criado pela Lei 4.137/62 e transformado em Autarquia vinculada ao Ministério da Justiça pela Lei 8.884 de 11 de junho de 1994. O CADE tem a finalidade de orientar, fiscalizar, prevenir e apurar abusos de poder econômico, exercendo papel tutelador da prevenção e da repressão a tais abusos. Ele é a última instância, na esfera administrativa, responsável pela decisão final sobre a matéria concorrencial (Disponível em: <<http://www.cade.gov.br>>).

viabilidade técnica e econômica original, elaborado pela EPE, apresentava valor total para o investimento na implantação da UHE Santo Antônio de cerca de R\$ 13 bilhões (data-base de dezembro/2005), que levaria a fixação de preço-teto de R\$ 130,00/MWh. Entretanto, o TCU revisou os estudos que embasaram a fixação do preço-teto e, por meio do Acórdão 2.138/2007 – Plenário (TC-021.731/2007-4), com as modificações introduzidas pelo Acórdão 2.276/2007 – Plenário e, otimizando os estudos originais, apontou possibilidade de redução do orçamento em, aproximadamente, 25%, ou seja, para cerca de R\$ 9,5 bilhões, recomendando, conseqüentemente, a redução do preço-teto para R\$ 122/MWh, acatado pela EPE.

Com relação à sistemática, foi adotada a mesma dos leilões de outorga do uso do bem público anteriores (vide item 3.1.2), com uma primeira etapa na qual são submetidos lances únicos (“envelope fechado”), classificando-se para a etapa uniforme os lances cuja diferença seja inferior a 5% da melhor (menor) proposta. A diferença entre as duas melhores propostas pela UHE Santo Antonio foi de 16%: R\$ 94,00/MWh do CEISA contra R\$ 78,90/MWh do vencedor Consórcio Madeira Energia, encerrando-se, assim, o leilão já na primeira etapa. O consórcio Energia Sustentável do Brasil ainda apresentou proposta no valor de R\$ 98,05/MWh. Na opinião do TCU (TC 017.309/2009-1), tal resultado corrobora plenamente suas conclusões no sentido de que a tarifa-teto estava bastante inflada.

Entretanto, para viabilizar esse preço no atendimento ao mercado regulado e garantir a sustentabilidade financeira do projeto, segundo apurou reportagem do jornal Valor Econômico⁶⁸, os 30% da energia destinados a comercialização no mercado livre precisariam alcançar preço entre R\$ 130,00 a R\$ 140/MWh, ou seja, superior ao preço-teto estipulado para a parcela de energia destinada ao ACR. Com isso, o preço médio de comercialização do empreendimento ficaria em torno de R\$ 95/MWh.

Posto isso, verifica-se um desalinhamento de preços entre o ACL e o ACR. A longo prazo, se essa prática se tornar recorrente, não se poderá negar o possível retorno de clientes livres ao mercado regulado, pois, na existência de desequilíbrios entre ambientes de contratação, o mercado se ajusta em direção à alternativa econômica mais barata.

Essa distorção de preços é comentada pelo assessor da diretoria da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Energia Elétrica e de Consumidores Livres, Fernando Umbria, quem, em entrevista ao CanalEnergia (MONTENEGRO, 2012), declarou: “A gente tem um processo

⁶⁸ Reportagem “Tarifa no mercado livre será decisiva para definir leilão”. Jornal Valor Econômico, 10 de dezembro de 2007.

prejudicial porque a parcela do mercado regulado fica com um preço mais baixo e esse retorno acaba sendo obtido depois pelo investidor, na venda para o mercado livre”. Umbria ainda faz uma afirmativa forte, que precisaria ser mais bem fundamentada, de que esse desequilíbrio entre mercados trata-se de uma inconsistência do leilão que precisaria ser corrigida.

Por fim, a principal lição desse leilão foi a de que a profunda análise técnica do projeto, com estudos apresentados pela EPE, que eram uma otimização do projeto aprovado na ANEEL pelos desenvolvedores do estudo de inventário, com uma segunda otimização elaborada pelo TCU e consequente redução do preço de reserva, teria permitido uma economia de R\$ 8,00/MWh. No entanto, o verdadeiro benefício foi conseguido pela promoção da concorrência entre os licitantes, o que fez os preços caírem em mais de R\$ 40/MWh. Isso confirma o princípio bem conhecido em projetos de leilão de que para alcançar-se o melhor resultado é sempre preferível adicionar um concorrente a reduzir o preço-teto. O benefício da concorrência é, sem dúvida, a lição mais importante.

Esse leilão mostrou, também, o grande desafio que é a licitação de um megaprojeto, pois o risco de ausência de concorrência e formação de conluios, fez com que até o próprio TCU interferisse no processo, recomendando o preço-teto do leilão.

3.2.8 Leilão de concessão e comercialização da UHE Jirau: maio de 2008

Em 19 de maio de 2008, foi promovido pela ANEEL o leilão de concessão e comercialização da energia do aproveitamento hidrelétrico de Jirau (3.300 MW, e 1.975,3 MWm, segundo Portaria SPE/MME n.º 13, de 18 de março de 2008), que, junto com a UHE Santo Antônio, formam o complexo hidrelétrico do rio Madeira. O início do suprimento de energia ao ACR, mesmo escalonado, deve ser a partir de 2013, enquadrando-se assim como leilão A-5.

Dois consórcios participaram do certame, promovendo a necessária competição em modelo institucional que busca a modicidade tarifária. Entretanto, assim como ocorreu no leilão da UHE Santo Antônio, embora liderada por empresas privadas, houve disputa entre empresas do grupo Eletrobras, no caso, Furnas concorrendo contra Chesf e Eletrosul, pela formação dos seguintes consórcios:

- Consórcio Jirau Energia, formado por: Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda. (17,6%); Construtora Norberto Odebrecht S/A (1%); Andrade Gutierrez

Participações S/A (12,4%); Cemig Geração e Transmissão S/A (10%); Furnas Centrais Elétricas S/A (39%) e Fundo de Investimentos e Participações Amazônia Energia II, formado pelos bancos Banif e Santander (20%);

- O consórcio vencedor Energia Sustentável do Brasil – Enersus, composto por: Suez Energy South América Participações Ltda. (50,1%); Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S/A (9,9%), Eletrosul Centrais Elétricas S/A (20%) e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (20%).

A competição entre empresas do mesmo grupo contraria as melhores práticas de governança corporativa no setor público, segundo Timmers (2000, *Apud* MELLO, 2006), pois a governança pública visa relacionar os objetivos políticos eficiente e eficazmente. A concorrência entre empresas do mesmo grupo dificulta esses dois preceitos.

E devido a liderança privada nos consórcios, as empresas do grupo Eletrobras ficaram expostas a uma situação constrangedora, vez que o consórcio derrotado no leilão da UHE Jirau, Consórcio Jirau Energia – que conta com a participação de Furnas – ameaçou entrar com ação na Justiça contra o consórcio Enersus – que conta com as participações de Chesf e Eletrosul –, com o argumento de que não houve isonomia no leilão, com a mudança de local da barragem, transferida de Jirau para um ponto do rio a nove quilômetros de distância, próximo à Cachoeira do Inferno, com conseqüente redução nos custos do investimento da ordem de R\$ 1 bilhão, segundo o TCU (TC 017.309/2009-1). Ou seja, chegou-se a aventar a possibilidade de que empresas do mesmo grupo econômico disputassem judicialmente a concessão da hidrelétrica de Jirau.

Outro ponto a ser destacado nas concessões das hidrelétricas do Rio Madeira é a expressiva diferença de lances para a aquisição das concessões. Enquanto que no leilão da UHE Santo Antônio a diferença foi de 24,3% (melhor e por lance), no leilão da UHE Jirau a diferença foi de 19,1% (R\$ 85,02/MWh contra R\$ 71,40/MWh do vencedor). Dessa forma, assim como ocorrera com Santo Antônio, o leilão de Jirau encerrou-se na primeira etapa, uma vez que a diferença entre as duas únicas propostas foi superior a 5%.

Esse resultado, inclusive, derrubou as apostas do mercado que preverá que o consórcio formado por Furnas e Odebrecht, vencedores do leilão da UHE Santo Antônio, sagrar-se-iam também vencedoras pelos ganhos de sinergia na construção conjunta (TCU, TCU017.309/2009-1).

Novamente, apostou-se no mercado livre para a viabilização financeira desse projeto. Segundo apurou reportagem do “O Estado de S.Paulo” (2008), para que o projeto fosse viável ao valor do lance vencedor no ACR, os 30% da parcela de energia destinada ao ACL não poderiam ser comercializados a valor inferior a R\$ 130/MWh.

Tal como ocorrera no processo que antecedeu a realização do leilão da outra hidrelétrica no mesmo rio, o TCU (TC – 002.098/2008-0 e TC 017.309/2009-1) propôs a otimização ao Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica utilizado pela ANEEL para definir o aproveitamento ótimo da UHE Jirau, recomendando uma redução de aproximadamente R\$ 6,00/MWh no custo da energia, o que implicou na redução do preço-teto do leilão de R\$ 91/MWh para R\$ 85/MWh. Entretanto, assim como no leilão da UHE Santo Antônio, o verdadeiro benefício para o consumidor veio do processo de concorrência do leilão.

Por fim, os preços resultantes da comercialização da energia elétrica nos dois leilões do complexo hidrelétrico do rio Madeira não representam o custo final para o consumidor, uma vez que, após esses dois certames, a ANEEL ainda promoveu o Leilão 007/2008, em 26 de novembro de 2008, licitando a autorização para construção e operação do sistema de transmissão que interliga o complexo hidrelétrico ao Sistema Interligado Nacional. Trata-se da maior linha de transmissão do mundo em extensão, com tecnologia de corrente contínua, pouco usada no país,.

Com relação à valores, a Comissão Especial de Licitação da ANEEL tornou público as propostas vencedoras, sendo que a somatória das receitas anuais permitidas totalizam pouco mais de R\$ 700 milhões, o que representa, considerando-se a energia que os dois empreendimentos irão gerar, um custo adicional ao consumidor de aproximadamente R\$ 20,00/MWh. Trata-se de um caso bastante claro quanto a diferença entre o custo econômico privado e o custo social, conforme discussão no item 2.3.

3.2.9 Primeiro Leilão de energia de reserva 2008 – fonte biomassa

Em 14 de agosto de 2008, foi realizado o primeiro leilão de energia de reserva para contratação exclusiva de fonte biomassa, com início de suprimento em 2011, podendo ser antecipada e a entrega já comercializada a partir de 2009, a critério do agente de geração.

Com relação à métrica de lance para a contratação por disponibilidade, a Portaria MME nº 22, de 18 de janeiro de 2008, inovou. Em vez do ICB (item 3.1.5), introduziu o ICE – Índice de Classificação do Empreendimento – cujo valor calculado pelo sistema do leilão, expresso em

Reais por megawatt-hora (R\$/MWh), constituindo o preço de lance, a partir da equação 14.

$$\text{ICE} = \text{RF}/\text{Qc} - \text{RAV}/(\text{GF} \times 8760\text{h}) \dots\dots\dots$$

- RF: receita fixa anual (R\$/ano)
- Qc: energia ofertada (MWh) no terceiro ano
- RAV: valor esperado da receita anual variável obtido com a venda da energia produzida pelo empreendimento no mercado de curto prazo (R\$)
- GF: garantia Física do empreendimento (MW médios)

(14)

Equação 14 – ICE: índice de classificação do empreendimento

A primeira parcela do ICE, razão da receita fixa anual pela energia ofertada, segue o mesmo cálculo do ICB, quando da inflexibilidade zero. E assim como no ICB, o lance dos empreendedores é a receita fixa pela qual querem vender a disponibilidade dos projetos, sendo, porém, classificados e pagos pelo valor resultante do ICE. Já a parcela variável segue uma lógica diferente da metodologia que vinha sendo adotada até então.

O valor esperado da receita anual variável (RAV) é obtido com a venda da energia produzida pelos empreendimentos a biomassa, pela CCEE, no mercado de curto prazo, como forma de reduzir os custos para os consumidores. Desse modo, a RAV é estimada pelo produto da produção esperada do empreendimento a biomassa pelo preço da energia no mercado de curto prazo em cada mês, ao longo da simulação da operação do sistema, como indicado na equação 15.

$$\text{RAV} = (\sum_c (\sum_m G_{m,c} \times \text{PLD}_{m,c} \times H_m) / \text{Na}) / \text{Nc} \dots\dots\dots$$

- $G_{m,c}$: produção esperada no mês "m" e no cenário hidrológico "c" (MW médio)
Para empreendimentos de geração termelétrica a biomassa, a produção em cada mês é a disponibilidade média mensal de energia, declarada pelo empreendedor na Ficha de Dados do empreendimento cadastrado na EPE.
- $\text{PLD}_{m,c}$: preço da energia no mercado de curto prazo no mês "m" e no cenário hidrológico "c" (R\$/MWh)
- H_m : número de horas do mês "m"
- Na: número de anos do horizonte da simulação
- Nc: número de cenários hidrológicos simulados

(15)

Equação 15 – RAV: receita anual variável do ICE

A adoção do ICE, em vez do ICB, foi justificada pela EPE em virtude da natureza distinta dos contratados a serem firmados pelos vendedores. Enquanto que nos leilões de A-3 e A-5 as usinas assumem contratos com as distribuidoras que usam a energia contratada para atender a seus requisitos de carga ao longo de todo o ano, no leilão de reserva, toda a geração na safra é vendida no mercado de curto prazo. Entretanto, conforme será visto nos itens 3.2.14, 3.2.17 e

3.2.19, nos três leilões de energia de reserva seguintes, esse índice ICE foi abandonado e não mais utilizado em nenhum outro processo.

A sistemática adotada para o leilão foi a mesma dos A-3 e A-5, realizado em duas etapas. A primeira uniforme, de relógio descendente, e a segunda, discriminatória de lance único. Com a divulgação do preço-teto de R\$ 157,00/MWh, o setor de biomassa demonstrou grande interesse: do cadastro inicial em torno de 3 GWm, um terço desistiu com a publicação do valor, restando aproximadamente 2 GWm habilitados, conforme ilustra a figura 6.

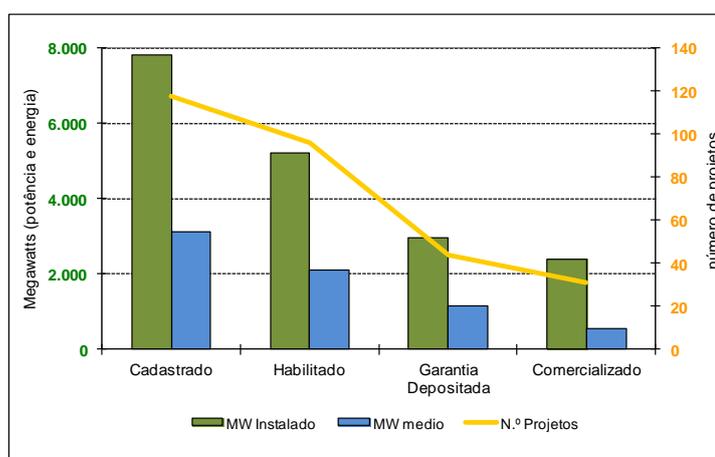


Figura 6 – Leilão de reserva 2008, fonte biomassa

Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE, 2008 e CCEE, 2008.

Entretanto, principalmente devido às enormes dificuldades de obtenção de pareceres de acesso junto às distribuidoras, apenas 2.961 MW (1.165 MWm), de 44 projetos diferentes, depositaram garantias financeiras para participarem do certame. Ao final, apenas 548 megawatts-médios foram contratados a preço médio de R\$ 156,40/MWh.

Foi o maior sucesso de comercialização da fonte biomassa em todos os leilões de contratação do ambiente regulado, entretanto, em virtude da realização de leilão específico para a fonte biomassa, atendendo à solicitação da associação dos usineiros, havia a expectativa do mercado de maior contratação. O próprio ONS havia anunciado⁶⁹ que esperava 1.000 MW médios para o aumento da segurança no SIN pretendida.

Em resumo, há três pontos de destaque nesse leilão. A primeira lição fora quanto à necessidade de alinhamento dos processos licitatórios para comercialização da energia com os de sistemas de transmissão, já que o motivo para desistência para os que depositaram garantia

⁶⁹ Fonte: Relatório Semanal Excelência Energética, de 11 a 15 de agosto de 2008. Disponível em <<http://www.excelenciaenergetica.com.br>>. Acesso em 2008.

foi a queda dos projetos habilitados. O segundo ponto, com relação ao preço-teto, embora tenha sido elevado, o pequeno deságio suscita duas hipóteses: ou não foi alto o bastante para atrair competidores suficientes para a boa concorrência, ou o fato de realizar leilão específico para um setor bem organizado como o sucroalcooleiro facilitou o conluio. Por fim, o leilão mostrou que o governo poderia não estar totalmente satisfeito com o uso do ICB, uma vez que tentou metodologia alternativa, o ICE.

3.2.10 Sexto leilão de energia nova: setembro de 2008

Em 17 de setembro de 2008, foi realizado o sexto leilão de energia nova A-3, ou seja, para fornecimento ao mercado cativo a partir de janeiro de 2011. Foram contratados 1.076 MWm, sendo 811 MWm a partir de sete termelétricas a óleo combustível e, o restante, de duas plantas de gás natural, tudo ao ICB médio de R\$ 128,42/MWh.

A EPE habilitou 193 usinas, sendo 49 eólicas, 49 a bagaço de cana, 87 a óleo combustível, duas a gás natural liquefeito, uma a gás natural, uma a capim elefante e quatro movidas a dejetos. Após a divulgação do preço teto de R\$ 150,00/MWh, 64 empreendimentos (1/3 do inicial) aportaram as garantias financeiras, sendo que 42 usinas tinham como fonte o óleo combustível, representando 86,7% da garantia física total do leilão.

Essa expressiva oferta a partir de termelétricas a óleo chega a surpreender, uma vez que, para esse leilão, o MME havia publicado a Portaria nº 187/2008, de 21 de maio de 2008, estabelecendo que o custo variável unitário (CVU) das usinas para participação nos leilões no ACR de 2008 não poderia ultrapassar R\$ 250,00/MWh. Na prática, tal determinação teria sido uma tentativa de minimizar ou, até mesmo, impedir a participação daqueles empreendimentos que tem como fonte de geração o óleo Diesel ou combustível, em virtude de seus valores elevados de CVU.

Ao final, dos 64 empreendimentos aptos a participar, dez comercializaram energia, sendo que oito deles têm como fonte de geração o óleo combustível e os dois restantes, o gás natural liquefeito (GNL). A tabela 25 resume o resultado do certame, enquanto que a tabela 26 apresenta os dados relativos a cada empreendimento vencedor do leilão.

O resultado do leilão mostra-se um tanto curioso, haja vista o reduzido CVU permitido e a forte participação de térmicas a óleo, que faz que elas tornem-se competitivas para operação na ordem de mérito de despacho do ONS.

Tabela 25 – Leilão A-3/2008: comercialização por fonte

Fonte	Habilitados			Aportaram Garantia			Vencedoras		
	Nº	Potência MW	Garantia MWm	Nº	Potência MW	Garantia MWm	Nº	Potência MW	Garantia MWm
Eólica	49	2.567,8	870,5	3	203,4	58,1			
Bagaço de cana	49	2.232,4	899,4	11	464,0	190,9			
Óleo Combustível	87	22.942,7	7.919,0	42	7.636,8	4.360,0	7	1.431,4	811,0
GNL	2	504,0	272,0	2	504,0	272,0	2	504,0	265,0
GN	1	65,9	33,1	1	65,9	33,1			
Capim Elefante	1	30,0	26,9	1	30,0	26,9			
Desejo	4	120,0	89,2	4	120,0	89,2			
Total	193	28.462,8	10.110,10	64	9.024,1	5.030,20		1.935,4	1.076

Fonte: Excelência Energética, 2008.

Tabela 26 – Leilão A-3/2008: custo dos empreendimentos térmicos vencedores

Empreendimento	UF	Combustível	Garantia (MWm)	Potência (MW)	Lotes (MWm)	ICB (R\$/MWh)
José de Alencar	CE	GNL	173,3	300,0	169,0	131,44
Linhares	ES	GNL	98,7	204,0	96,0	130,00
MC2 Camaçari 1	BA	OC B1	105,7	176,0	102,0	125,85
MC2 Catu	BA	OC B1	105,7	176,0	102,0	126,85
MC2 Dias Davila 1	BA	OC B1	105,7	176,0	102,0	126,85
MC2 Dias Davila 2	BA	OC B1	105,7	176,0	102,0	125,35
MC2 Senhor do Bonfim	BA	OC B1	105,7	176,0	102,0	127,84
MC2 Feira de Santana	BA	OC B1	105,2	176,0	101,0	127,85
Pernambuco IV	PE	OC B1	112,4	200,8	107,0	130,97
Santa Rita de Cássia	PB	OC B1	97,8	174,6	93,0	129,79
						128,42

Fonte: Elaboração própria, 2008.

O questionamento quanto a viabilidade econômica de usinas a óleo com CVU reduzido aumentou recentemente, uma vez que os seis projetos da Bahia assim como do Ceará, que deveriam ter entrado em operação comercial em janeiro de 2011, não o fizeram até o término do ano de 2011, o que levou a ANEEL a abrir a Audiência Pública 81/2011 (Nota Técnica 173/11), propondo a suspensão temporária dos CCEAR dessas usinas. Reforçando este questionamento, o Decreto 7.523, de 08 de julho de 2011, permitiu, em seu artigo 1.º, a mudança de combustível de UTEs que tenham celebrado CCEAR.

Em resumo, esse leilão mais uma vez mostrou que a fonte térmica a óleo tem sido mais competitivas do que as demais fontes térmicas. Hipótese de que a metodologia do ICB favorece a competitividade dessa fonte será analisada em 3.3.1.

3.2.11 Sétimo leilão de energia nova: setembro de 2008

Em 30 de setembro de 2008, foi realizado o 7.º leilão de energia nova, para início de suprimento ao mercado cativo em janeiro de 2013, com contratos de 30 anos de duração para a fonte hídrica e 15 anos para as fontes térmicas.

O leilão A-5, conceitual e originalmente, destina-se a empreendimentos cuja implantação exige maior tempo, no caso as hidrelétricas. Entretanto, como tem ocorrido nos últimos

certames, foram comercializados apenas 121 MW médios dessa fonte e 3.004 MWm de fonte térmica, com o agravante ambiental de 1.990 MW médios de usinas que queimam óleo combustível.

E, da mesma forma que o leilão anterior, continuava vigente a restrição imposta pela Portaria MME n.º 187/2008, de que o CVU das usinas para participação dos leilões no ACR não poderia ultrapassar R\$ 250,00/MWh.

Entretanto, assim como o ocorrido no leilão A-3/2008, mesmo com essa restrição do CVU, 38 usinas a óleo e a gás natural liquefeito aportaram as garantias financeiras, sendo que 21 (quase 90% da garantia física total) comercializaram energia. A UHE de Baixo Iguaçu, única hidrelétrica habilitada, negociou apenas 121 MW médios, o que representa apenas 3,9% da energia comercializada total. A tabela 27 resume o resultado do leilão. O detalhe dos 24 empreendimentos térmicos vencedores é apresentado na tabela 28.

Nesse leilão, por mais que o leiloeiro tenha reconfirmado sua preferência pela tecnologia térmica, ao estabelecer valor do ICB teto em R\$ 146,00/MWh para esta fonte, e apenas R\$ 123/MWh para a fonte hídrica, a reduzida habilitação da energia renovável não permitiria participação maior. O Governo ainda tentou habilitar os projetos das usinas hidrelétricas Cambuci e Barra do Pomba, cujos preços de referência eram R\$ 121,00 e 117/MWh, respectivamente. Entretanto, os projetos não obtiveram as licenças ambientais necessárias para a habilitação.

Tabela 27 – Leilão A-5/2008: comercialização por fonte

Fonte	Habilitados			Aportaram Garantia			Vencedoras		
	Nº	Potência (MW)	Garantia (MWm)	Nº	Potência (MW)	Garantia (MWm)	Nº	Potência (MW)	Garantia (MWm)
Eólica	17	846	291,0	1	82	29,6			
Bagaço de cana	28	1.365	547,2	5	408	158,7	1	114	35
Carvão importado	7			4			1	360	276
Carvão Nacional	2			1					
Coque Petróleo	2	900	786,5	1	600	529,3			
Óleo Combustível	63	11.538	5.995,8	23	4.515	2.517,0	17	3.618	1.990
GNL	17	5.012	3.168,3	15	4.659	2.999,7	4	1.124	703
GN	1	66	32,1						
Dejeto	4	120	89,6						
Cavaco de Madeira	1	100	89,4						
PCH	3	10	5,5						
UHE	1	350	172,8	1	350	172,8	1	350	121
Total	146	20.305	11.178,2	50	10.614	6.407,1	23	5.567	3.125

Fonte: Elaboração própria, 2008.

Tabela 28 – Leilão A-5/2008: custo dos empreendimentos térmicos

Empreendimento	UF	Combustível	Garantia (MWm)	Potência (MW)	Lotes (MWm)	ICB (R\$/MWh)
Paraúna	GO	Bagaço	44,7	114,0	35,0	145,00
Porto do Pecém II	CE	Carvão	294,7	360,0	276,0	140,00
Cacimbaes	ES	GNL	66,2	126,6	64,0	145,00
Escolha	ES	GNL	194,1	337,6	189,0	144,50
MC2 João Neiva	ES	GNL	233,3	330,0	225,0	146,00
MC2 Joinville	ES	GNL	233,3	330,0	225,0	146,00
Cauhyra	ES	OC B1	68,1	148,0	68,0	146,00
Iconha	ES	OC B1	104,1	184,0	100,0	146,00
MC2 Camaçari 2	BA	OC B1	103,3	176,0	99,0	145,98
MC2 Camaçari 3	BA	OC B1	103,3	176,0	99,0	145,97
MC2 Gov Mangabeira	BA	OC B1	103,3	176,0	99,0	146,00
MC2 Macaíba	RN	OC B1	232,6	400,0	224,0	146,00
MC2 Messias	RN	OC B1	101,4	176,0	97,0	146,00
MC2 N.Sa. Socorro	SE	OC B1	100,5	176,0	97,0	146,00
MC2 Nova Venécia 2	ES	OC B1	101,6	176,0	98,0	146,00
MC2 Pecém 2	CE	OC B1	208,4	350,0	201,0	146,00
MC2 Rio Largo	AL	OC B1	101,4	176,0	97,0	146,00
MC2 Sto Antônio Jesus	BA	OC B1	103,3	176,0	99,0	145,99
MC2 Sapeaçu	BA	OC B1	103,3	176,0	99,0	146,00
MC2 Suape II B	PE	OC B1	208,4	350,0	201,0	146,00
Pernambuco III	PE	OC B1	109,2	200,8	104,0	144,70
Termopower V	PE	OC B1	109,2	200,8	104,0	145,90
Termopower VI	PE	OC B1	109,2	200,8	104,0	144,80
UHE Baixo Iguaçu	PR	UHE	172,8	350,0	121,0	98,98

Fonte: CCEE, 2008 e EPE, 2008.

Em resumo, esse leilão volta a chamar a atenção pela forte competitividade das térmicas a óleo frente aos demais fósseis e sua própria viabilidade com CVU reduzido.

3.2.12 Oitavo leilão de energia nova: agosto de 2009

Em 27 de agosto de 2009, foi realizado o 8.º leilão de energia nova, A-3, para início de suprimento em 2012. Com a nova restrição do custo variável unitário máximo de R\$ 200,00/MWh e a divulgação dos preços-teto de R\$ 144,00/MWh para fontes hídricas e R\$ 146,00/MWh para outras fontes, o número de empreendimentos habilitados foi de 25 projetos, representando potência total de 2.252 MW – queda de aproximadamente 80% com relação aos 119 inicialmente cadastrados (14.362 MW) – para negociação de dois tipos de contratos: quantidade para a fonte hidrelétrica, com duração de 30 anos, e disponibilidade para as demais fontes, com duração de 15 anos.

O resultado do leilão foi pouco expressivo, com a venda de apenas 11 MW médios (1,6% do habilitado), oriundos de somente dois empreendimentos: a central a biomassa Codora, que utiliza como combustível principal o bagaço de cana-de-açúcar, com 10 MWm vendidos, e a PCH Rio Bonito, com 1 MWm.

Com relação às fontes alternativas - PCH, eólica e biomassa - a frustração de comercialização deveu-se pelo preço-teto reduzido. Por exemplo, no caso do produto térmico, o valor de R\$

146,00/MWh ficou nominalmente R\$ 11 abaixo do preço do leilão de reserva de 2008 (R\$ 157,00/MWh). O preço-teto estabelecido para as PCHs, R\$ 144,00/MWh, assim como no leilão de fontes alternativas 2007, não entusiasmou os empreendedores.

Já com relação às térmicas a óleo, em virtude da maior redução do CVU máximo permitido, não se esperava grande participação. Assim, as térmicas a gás natural eram consideradas favoritas para o leilão, sendo que das 25 usinas habilitadas, sete eram movidas a gás natural. E a Agência Nacional de Energia Elétrica não divulgou a lista das usinas que depositaram garantia financeira de participação, alegando “incentivar a competição”. Por fim, esta expectativa acabou não se confirmando.

A ausência de comercialização das térmicas a gás natural deveu-se ao alto preço do gás natural, segundo avaliação de Mauricio Tolmasquim, presidente da Empresa de Pesquisa Energética, em entrevista ao CanalEnergia: “O preço do gás ainda está muito alto para o setor térmico. O gás é vendido por um preço fixo, que as térmicas têm de pagar mesmo que não usem. Isso torna proibitiva a participação enquanto não for resolvida essa questão”.

Ainda de acordo com o executivo, as térmicas a gás são prejudicadas porque elas não têm previsibilidade de despacho, o que torna o suprimento do gás mais difícil. As empresas acabam pagando para ter o gás à disposição quando é necessário o despacho. As térmicas poderiam declarar inflexibilidade, mas o preço do gás, ainda assim, tornaria o custo de produção alto.

Em discurso alinhado ao do presidente da EPE, Nelson Hubner, diretor-geral da ANEEL, em entrevista ao CanalEnergia, afirma que as térmicas a gás terão um papel no parque gerador nacional, só que “elas têm de ser competitivas”.

Além dos fatores expostos, as exigências previstas na Instrução Normativa IBAMA nº 07/2009 contribuíram para a reduzida oferta térmica, pois tais exigências estabeleciam novas regras para o licenciamento ambiental das usinas termelétricas a óleo e carvão mineral, pelo Programa de Mitigação das Emissões de Dióxido de Carbono.

A frustração do leilão resulta em custos desnecessários à sociedade, pois a organização de um certame com suas complexidades operacionais envolve não apenas esforços (e respectivos custos) operacionais do lado do governo, mas, também, investimentos e mobilização dos ofertantes para avaliar, técnica e economicamente, seus projetos, negociar o financiamento e

eventuais contratos de suprimento de combustível. Em resumo, esse leilão mostra como um sinal de preço inadequado pode levá-lo ao fracasso.

3.2.13 Nono leilão de energia nova: não ocorreu

De acordo com a Portaria MME nº 15, de 18 de novembro de 2009, o MME tinha por objetivo licitar seis hidrelétricas, listadas na tabela 29. Entretanto, não foram obtidas as licenças ambientais prévias dos projetos, assim, nenhum projeto de usina hidrelétrica pode se cadastrar.

Tabela 29 – Leilão A-5/2009: projetos de referência

UHE	Rio	Energia (MWm)	Potência (MW)
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	85,67	113,0
Uruçuí	Parnaíba	85,15	134,0
Cachoeira	Parnaíba	45,46	63,0
Estreito	Parnaíba	42,30	56,0
Castelhano	Parnaíba	45,97	64,0
Garibaldi	Canoas	85,32	175,0
Total		389,87	605,0

Fonte: Portaria MME nº 15, de 18 de novembro de 2009.

Por fim, como não foi aberta a inscrição para outras fontes, o leilão foi cancelado.

3.2.14 Segundo Leilão de energia de reserva – fonte eólica: dezembro de 2009

O primeiro leilão de energia de reserva para contratação exclusivamente de fonte eólica, ocorreu no dia 14 de dezembro de 2009. A participação da geração eólica na matriz energética brasileira era (e ainda é) pouco representativa, com capacidade instalada na época pouco superior a 600 MW (em outubro/2012 já ultrapassava 1,7 GW em operação e outros 1,8 GW em construção), representando apenas 0,57% da potência instalada nacional, percentual pouco expressivo considerando seu potencial de geração de aproximadamente 250 GW (ABEEÓLICA, 2009)⁷⁰. Sua história também é muito recente: os primeiros projetos começaram a sair do papel, de fato, com o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei n. 10.438/2002, e cujo objetivo era aumentar a participação de energia elétrica com base em fontes de origem eólica, de pequenas centrais hidrelétricas e de biomassa no sistema interligado nacional.

Passados cinco anos da chamada pública da Eletrobras, mediante a qual 1.431 MW de energia

⁷⁰ Fazendo referência à atualização do Atlas Eólico Nacional (AMARANTE *et al.*, 2001), cujos resultados ainda não foram divulgados, mas que as primeiras declarações apontam para um potencial eólico nacional entre 250 GW e 300 GW. A primeira, e até então única versão do Atlas, publicada em 2001, estimava o potencial eólico brasileiro em 144 GW.

eólica haviam sido contratados (DUTRA; SZKLO, 2008, p.65) e que deveriam, pelo menos no plano inicial, entrar em operação comercial até o final de 2006, apenas 40% encontravam-se em operação e somente outros 20% estavam em construção até o final de 2009. A evolução das eólicas do PROINFA é apresentada na tabela 30.

Tabela 30 – Cronograma de entrada em operação das eólicas do PROINFA

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
MW em operação comercial por ano	208,30	10,20	89,30	266,93	325,60	299,95	28,05
MW acumulados em operação comercial	208,30	218,50	307,80	574,73	900,33	1.200,28	1.228,33
% acumulado do total contratado em operação comercial	14,6%	15,3%	21,5%	40,2%	62,9%	83,9%	85,8%

Fonte: ANEEL, 2012.

Essa enorme dificuldade de viabilização dos projetos eólicos prejudicou o próprio segmento, que ficou marginalizado no planejamento da expansão da geração até este leilão, com o rótulo de energia cara e de que os empreendedores não conseguiam colocar os parques eólicos em operação.

Por outro lado, a cada leilão de energia nova, à medida que eram adicionados milhares de megawatts de centrais de geração térmica – foram mais de 11 mil megawatts médios, com participação clamorosamente predominante de centrais movidas a óleo Diesel ou combustível, sujando e encarecendo a matriz energética nacional –, a sociedade insurgiu-se em favor da contratação de energia limpa, em especial a eólica.

Para vencer os estigmas e barreiras impostas, agentes e governo precisavam refletir e aprender com os erros e acertos do PROINFA, de modo a poder estruturar o leilão. O planejador entendeu que a exigência de grau mínimo de nacionalização dos equipamentos (estipulado no PROINFA em 60%) tornou-se uma barreira para os novos empreendedores, além contrariar um dos pilares do modelo setorial: a modicidade tarifária. Entendeu também que foi um enorme erro apropriar-se dos benefícios financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, que a Eletrobras acabou desprezando ao não desenvolver e certificar os Créditos de Carbono dos empreendimentos, retirando essa importante receita da sociedade. Além disso, a maior parte dos empreendedores não conseguiu obter financiamento para seus parques (DUTRA; SZKLO, 2008).

Também, ao longo desses cinco anos, a engenharia deu enormes passos. Os aerogeradores que, na época de contratação do PROINFA, eram desenvolvidos com torres de cerca de 50

metros de altura, em 2009 já atingiam 100 metros, sendo os resultados sobre a eficiência deles imediatos. Enquanto que, no PROINFA, o fator de capacidade médio dos projetos situava-se em torno de 32%, em 2009 chegava a 45%. Havia, aproximadamente, 4.000 MW de potência habilitada para o leilão, cujos projetos tinham, pelo menos, 40% de fator de capacidade, e 1.400 MW com, no mínimo, 45%.

O avanço da engenharia também resultou em impactos econômicos expressivos. Em 2004, o custo médio de investimento em um parque eólico era em torno de R\$ 13,5 mil por kilowatt médio (valor do investimento constante na Consulta Pública do PROINFA, considerando-se fator de capacidade médio dos projetos contratados de 32%, corrigido até dezembro de 2009). Em 2009, o custo médio já se situava em torno de R\$ 10,2 mil por kilowatt médio (BNDES, 2011), o que representava uma redução real de aproximadamente 32% em apenas cinco anos.

Tudo isso, aliado às melhores condições de financiamento, permitiu que o planejador estipulasse o preço-teto para o leilão em R\$ 189,00/MWh, muito inferior ao patamar de contratação do PROINFA, entre R\$ 244 e 277 por megawatt-hora (data-base dezembro de 2009), dependendo da tecnologia.

A fim de reduzir as incertezas de geração de caixa e, conseqüentemente, atrair muitos investidores além de diminuir o retorno sobre o capital exigido antes de o investimento ocorrer, havia a necessidade de mitigar, mesmo que parcialmente, o risco da aleatoriedade do regime de ventos, ainda pouco estudado no país. Com esse intuito, o planejador criou um processo engenhoso de contabilização da energia elétrica produzida, com ajustes anuais e quadrienais. Os desvios da produção anual em relação à obrigação contratual são acumulados, sendo que o saldo final acumulado é limitado pelas margens inferior (90%) e superior (130%) da obrigação contratual. Se, anualmente, o valor ultrapassar a margem superior, o empreendedor receberá o equivalente a 70% do preço do contrato. De outro lado, caso o valor seja inferior ao piso, deverá ressarcir ao sistema o equivalente a 115% do preço do contrato.

Ao final de cada quadriênio, os saldos positivos ou negativos dos desvios acumulados poderão ter os seguintes tratamentos: em caso de saldo negativo não excedente a 10%, esse poderá ser compensado por meio de cessão de outro gerador do leilão de reserva, ou ressarcido ao sistema pelo preço do contrato, em caso de saldo positivo não excedente a 30%, esse poderá ser total ou parcialmente repassado para o quadriênio seguinte, assim como cedido para outro gerador do leilão de eólica, ou mesmo reembolsado ao preço do contrato. A

análise mais detalhada desta contabilização é feita em 3.3.6.

O leilão seguiu a sistemática dos demais leilões de contratação de energia elétrica no ambiente de contratação regulada: anglo-holandês de relógio descendente com informação incompleta, ou seja, sem que os empreendedores tivessem conhecimento da metodologia de determinação da demanda, demanda final, demanda de equilíbrio da primeira fase (“oferta de referência”) e oferta de energia com garantias depositadas.

E o preço-teto estipulado assim como a regra de contabilização da geração de energia atraíram os investidores em energia eólica, tanto que a Empresa de Pesquisa Energética cadastrou 441 projetos, que juntos somavam capacidade instalada de 13.341 MW. Desses, 9.563 MW distribuídos em 309 projetos foram habilitados, não sendo divulgada a quantidade que depositou garantias financeiras de participação.

Ao final, foram comercializados 753 megawatts-médios (potência nominal de 1.805 megawatts), ao preço médio de R\$ 148,39/MWh, o que representou um deságio médio de 21,5% sobre o preço-teto. O mecanismo de leilão com uma única rodada discriminatória de “envelope fechado” a seu final também favoreceu a modicidade tarifária, pois o preço máximo comercializado foi de R\$ 153,07/MWh, 1,35% abaixo do preço de fechamento das rodadas uniformes (R\$ 155,15/MWh), e o preço mínimo, que coube a três empreendimentos da empresa estatal Eletrosul, foi de R\$ 131,00/MWh, deságio de 30% sobre o preço-teto.

Os números do leilão mostraram que a energia eólica é competitiva, por exemplo, o preço médio de R\$ 148,39/MWh é inferior ao comercializado pelas usinas hidrelétricas “botox”: 14 de Julho, Castro Alves, Monte Claro, Barra Grande, Cana Brava, Porto Estrela, Salto Pilão, São Salvador; assim como é também inferior a de todas as pequenas centrais hidrelétricas que venderam sua energia no leilão de fontes alternativas de 2007, e, por fim, inferior a de todas as termelétricas movidas à biomassa já comercializadas desde 2005, a exceção de duas. Em resumo, este leilão mostrou a importância da competição, cabendo ao regulador propiciar as condições para tal.

3.2.15 Leilão de concessão e comercialização da UHE Belo Monte: abril de 2010

A terceira maior hidrelétrica do mundo, eleita pelo governo federal como a obra mais significativa do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), começou a sair do papel no dia 20 de abril de 2010, quando da realização do leilão de concessão do uso do bem público e a comercialização de energia elétrica, com início de fornecimento ao mercado regulado

previsto para 2015.

Historicamente, o nome original da usina era Kararaô, cuja potência inicial estimada era de 8.100 MW, em um aproveitamento possível de associação com outra usina situada mais adiante, a de Babaquara, com 5.940 MW, conforme dados originais do antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Ambos os aproveitamentos se situariam no baixo Xingu, no Estado do Pará.

A partir dos anos 80, foram realizados estudos mais aprofundados, sob a responsabilidade da Eletronorte, então geradora de âmbito regional com operação na região Norte do País, nos termos da Lei de Itaipu, com identificação e melhor avaliação dos aproveitamentos possíveis nessa região do rio Xingu.

O estudo de inventário da Eletronorte, de 1980, tinha duas alternativas, a alternativa A registrava a implantação de seis aproveitamentos hidrelétricos nesse trecho do rio Xingu, com instalação total de 20.375 MW e um reservatório com área de 18.300 km². Já a alternativa B contemplava sete aproveitamentos somando 20.617 MW instalados e um reservatório com área de 18.150 km².

Em 13 de julho de 2005, o Congresso Nacional editou o Decreto Legislativo n.º 788, autorizando o Poder Executivo a implantar o aproveitamento hidrelétrico Belo Monte, localizado em trecho do rio Xingu, denominado “Volta Grande do Xingu” no Estado do Pará, a ser desenvolvido após estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental. Essa autorização fora dada em atenção ao comando do § 3.º do art. 231 da Constituição Federal.

Em 3 de julho de 2008, após estudos feitos pela Eletrobras, o CNPE emitiu a Resolução n.º 6, dando os termos finais do projeto. Por este ato, o aproveitamento do potencial hidroenergético a ser explorado será somente o situado no rio Xingu, entre a sede urbana do Município de Altamira e a foz desse rio, ou seja, apenas o aproveitamento do potencial hidrelétrico Belo Monte, propriamente dito. Com tal decisão, o governo federal atendia a certas reclamações e críticas sobre a possibilidade de extensão de aproveitamento energético a outros trechos do rio.

Assim, ficaram determinados os dados gerais do aproveitamento hidrelétrico Belo Monte, constantes de três barramentos próprios integrados e duas casas de força. A casa de força principal, localizada no chamado sítio Belo Monte, será composta de 20 turbinas tipo Francis

de 550 MW cada, dando uma capacidade instalada de 11.000 MW. A casa de força secundária, localizada no sítio Pimental, terá a capacidade instalada de 181,3 MW, com energia a ser gerada em sete turbinas tipo bulbo.

O reservatório será único para as duas casas de força, com volume máximo de 3,54 bilhões de metros cúbicos, e operará na quota de 96 metros, em uma área máxima de 440 quilômetros quadrados. Ressalte-se que as alternativas iniciais do aproveitamento tinham ambas as áreas de reservatório previstas em torno de 18.000 km². Houve, portanto, uma grande redução de alagamento de área amazônica no projeto oficial aprovado.

Assim, em decorrência do relativamente pouco volume de água acumulado, em virtude da inexistência de reservatórios de acumulação em três usinas de montante, a geração firme da usina será de 4.772,7 MW médios. Deste montante, 4.696,1 MW médios serão gerados na casa de força principal e 76,6 MW médios produzidos na casa de força secundária. O fator de capacidade do complexo será, portanto, de 43 %, o que é relativamente baixo.

E a definição do preço-teto fora demorado e com muitas reviravoltas, não muito diferente do processo vivenciado nas licitações das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau. No primeiro relatório de análise de viabilidade do projeto (EPE-DEE-RE-037/2009 –r0), a EPE havia considerado que 70% da energia seria destinada ao ACR, logo 30% ao ACL, o que a levou a calcular o preço-teto em R\$ 59,00/MWh.

Entretanto, esse percentual de energia destinada ao ACR tornou-se variável, na faixa de, no mínimo, 70%, podendo atingir até 90%, dependendo do montante de participação do sócio autoprodutor, ou, mesmo, 100%, caso o proponente não contemple qualquer destinação ao ACL. Dada essas novas premissas, a EPE adotou na modelagem, segundo o TCU (TC 017.309/2009-1), os percentuais de 90% para o ACR e 10% para o ACL como destinação da energia a ser produzida. Tais alterações redundaram em um aumento do valor máximo da energia para R\$ 68,00/MWh.

Esse aumento deve-se ao fato de o valor da energia para o mercado regulado crescer à medida que se reduz a participação da parcela que mais remunera a energia, no caso, o mercado livre. Na modelagem da EPE, segundo o TCU, assumiu-se como preço de venda no ACL: R\$100/MWh.

Entretanto, o orçamento utilizado nesse cálculo era baseado no relatório de impacto ambiental

de meados de 2009, mas, em fevereiro de 2010, a licença prévia para a construção da UHE Belo Monte foi concedida pelo IBAMA com algumas condicionantes socioambientais que ocasionaram custos adicionais na ordem de R\$ 801 milhões, totalizando custos de R\$ 3,34 bilhões a título de despesas socioambientais. Além disso, outros custos indiretos, subestimados no estudo de viabilidade técnica, acarretaram aumento em mais de R\$ 2 bilhões no orçamento da obra. Sendo assim, a estimativa inicial de investimentos necessários para a obra passou de R\$ 16 bilhões para R\$ 19 bilhões.

Posto isso, a EPE recalculou o preço-teto, elevando-o para R\$ 83,00/MWh, valor aprovado pelo Tribunal de Contas da União (Acórdão n. 489/2010 do Tribunal de Contas da União), em março de 2010, sendo que em seu relatório, o TCU enfatizou a importância da correta precificação do valor máximo de venda da energia a ser gerada, de forma que esse preço limite seja condizente ao retorno oferecido pela exploração do serviço e sirva, também, à modicidade tarifária.

Desse modo, o preço-teto estipulado foi uma tentativa de acertar o preço de viabilidade do empreendimento (incluindo o preço estimado da parcela a ser negociada no ACL), contrariando, mais uma vez, a própria prática de realização de leilões, cuja teoria mostra que, quanto maior o preço-teto do leilão descendente, mais competidores participam e, quanto maior a competitividade, maior o deságio. Preços-tetos baixos desestimulam novos entrantes, reduzem a competição e, conseqüentemente, a eficiência econômica do mecanismo de leilão.

O mercado deu sua resposta, em vez de haver a disputa prévia entre Odebrecht e Camargo Corrêa, como nos leilões do rio Madeira, esses dois importantes empreiteiros decidiram não participar do certame. Diante disso, até a data inicial para depósito das garantias (prorrogada por dois dias), não havia dois consórcios. Em conjunto com a Eletrobras, o governo teve de agir rápido para apresentar um competidor ao projeto e, assim, caracterizar propriamente uma competição.

Ao final, os seguintes consórcios participaram do certame: o Consórcio Norte Energia (constituído por nove empresas CHESF, Queiroz Galvão, Galvão Engenharia, Mendes Junior Trading, Serveng-Civilsan, J. Malucelli Construtora, Contern Construções e Comércio, Cetenco Engenharia e Gaia Energia & Participações) e o Consórcio Belo Monte Energia (composto pelas empresas Andrade Gutierrez, VALE, Neoenergia, Companhia Brasileira de Alumínio, Furnas e Eletrosul).

Ainda como consequência do estabelecimento de preço-teto baixo, buscou-se formas de compensação, cabendo ao BNDES o papel de alongar o prazo total de financiamento para 30 anos, elevar sua participação no limite permitido pelo Conselho Monetário Nacional e reduzir custos. Complementando o apoio, o Conselho Deliberativo da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) concedeu desconto de 75% do Imposto de Renda para o projeto.

E quando a Aneel finalmente teve a permissão de iniciar o leilão, em menos de 10 minutos, o consórcio Norte Energia ofereceu lance 6% inferior ao preço-teto, arrematando a outorga do empreendimento ao comercializar 70% da energia no ACR, com o preço de R\$ 77,97/MWh. Como o Consórcio Belo Monte Energia ofertou o próprio preço-teto do leilão, a diferença entre as duas propostas foi superior a 5%, encerrando-se o leilão em sua primeira etapa, sem a necessidade da etapa seguinte.

Em resumo, esse leilão mostrou que, diante dos sinais de risco de formação de conluio entre as principais empreiteiras brasileiras, o governo teve que adotar reduzido preço-teto, cujo efeito colateral é o desestímulo a participação de potenciais outros investidores. Assim, sem competição, o valor máximo torna-se praticamente o próprio valor de comercialização.

3.2.16 Décimo leilão de energia nova: julho de 2010

Em 30 de julho de 2010, foi realizado o 10º leilão de energia nova para a contratação de energia proveniente somente de fonte hidrelétrica, com fornecimento por 30 anos, a partir de 1º de janeiro de 2015. E, depois da frustração pela não realização do leilão A-5 em 2009, em função da ausência de projetos hidrelétricos com licença ambiental prévia, três hidrelétricas conseguiram o licenciamento para participar do certame de 2010: Ferreira Gomes, Colíder e Garibaldi (apenas esta estava prevista para o leilão de 2009, como mostrado na tabela 29). Quatro PCHs se somaram às três hidrelétricas, totalizando 808,9 MW de potência e 327 MW médios de energia comercializada, conforme tabela 31.

Lembrando que os leilões que contam com a participação de novas hidrelétricas são caracterizados por eventos duplos: licita-se a concessão de outorga do aproveitamento hidrelétrico e a comercialização da energia, com um evento sendo dependente do outro, ou seja, as regras da licitação não permitem a outorga sem a posterior comercialização.

Os três aproveitamentos hidrelétricos licitados no primeiro leilão – Ferreira Gomes, Colíder e Garibaldi – foram arrematados, respectivamente, pelas empresas Alupar, Copel e Triunfo

Participações e Investimentos. Neste leilão, o preço-teto estipulado para as usinas hidrelétricas foi suficiente para atrair a competição tanto que os deságios foram superiores a 10%.

Tabela 31 – Leilão A-5/2010: projetos vencedores

Empreendimento	Vendedor	Rio	Garantia (MWm)	Potência (MW)	Preço-teto (R\$/MWh)	Preço de Lance (R\$/MWh)	Deságio
UHE Ferreira Gomes	Alupar	Araguari	105	252	83,0	69,82	15,9%
UHE Colíder	Copel	Teles Pires	125	300	116,0	103,42	10,8%
UHE Garibaldi	TPI	Canoas	58	177,9	133,0	108,00	18,8%
PCH Pirapora	Emae	Tiete	16	25	155,0	154,49	0,3%
PCH Canaã	Mega Energia	Canaã	7	17	155,0	153,98	0,7%
PCH Jamari	Mega Energia	Jamari	9	20	155,0	154,23	0,5%
PCH S.Cruz de Monte Negro	Mega Energia	Jamari	7	17	155,0	153,73	0,8%
			327	808,9			99,50

Fonte: CCEE, 2010 e EPE, 2010.

Entretanto, essa análise já não pode ser estendida para o caso das PCHs, com o preço-teto de R\$ 155/MWh. O desinteresse por este leilão pode ser verificado pela comercialização de apenas 39 megawatts-médios e deságio do preço teto inferior a 1%. Sem que fossem divulgados os motivos, não foram publicados, neste leilão, os projetos de pequenas centrais hidrelétricas que se habilitaram e as que se cadastraram. Assim, a frustração com esta fonte ficou evidente apenas no dia de realização do certame. O preço médio ponderado dos lances vencedores do leilão foi de R\$ 99,50/MWh.

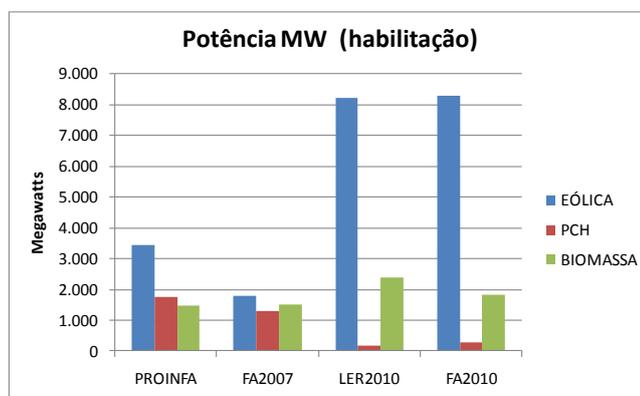
3.2.17 Leilões de energia de reserva e fontes alternativas: agosto de 2010

Em 25 de agosto de 2010, o segundo leilão de fontes alternativas e o terceiro leilão de energia de reserva foram realizados, ambos para o início de suprimento em 2013. Como os mesmos projetos podiam se habilitar para os dois certames e, ainda, os eventos ocorreram no mesmo dia, este item tratará os dois certames conjuntamente.

A Empresa de Pesquisa Energética recebeu o cadastro de 478 projetos, totalizando 14.529 MW, destinado à contratação apenas de fontes renováveis, distribuídos na seguinte proporção: eólica com 10.569 MW (72,7%), biomassa com 3.706 MW (25,5%) e PCH com 255 MW (1,8%). Destes, foram habilitados 10.745 MW para o leilão de reserva e 10.415 para o leilão de fontes alternativas, com a fonte eólica tendo participações de 76% e 80%, respectivamente.

Comparando os resultados da habilitação dos leilões de 2010 com os últimos leilões destinados a geração distribuída (fontes alternativas), é evidente a perda de espaço que a fonte hídrica teve para a eólica. A figura 7 representa a quantidade de megawatts cadastrados de cada fonte nos quatro leilões que elas competiram: Fontes Alternativas 2007, Reserva 2008

(específico para fonte biomassa), Reserva 2009 (específico para fonte eólica) e Reserva 2010, além da chamada pública do PROINFA.



FA2007 = leilão de fontes alternativas de 2007. LER2010 = leilão de energia de reserva de 2010. FA2010 = leilão de fontes alternativas de 2010.

Figura 7 – Participação das fontes eólica, biomassa e pch nos leilões específicos do ACR

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2010 e CCEE, 2010.

Comparando-se os dois leilões de fonte alternativa, de 2007 para 2010, a biomassa perdeu seu espaço, com participação relativa de 33% para 18%, enquanto que a PCH assistiu a redução relativa de 28% para menos de 3%. No entanto, na participação relativa, a fonte eólica elevou-se de 39% para 80%.

O quase não comparecimento das hidrelétricas é o resultado do preço praticado no ambiente regulado. Desde a frustração pelos empreendedores de PCH com o Leilão de Fontes Alternativas 2007, há o direcionamento desses projetos ao atendimento exclusivo do mercado livre, uma vez que não encontram mais viabilidade nos leilões do ACR.

Mesmo assim, recorrendo-se ao relatório de acompanhamento das PCHs com Licença de Instalação, produzido pela SFG-ANEEL (Superintendência de Fiscalização de Serviços de Geração), a versão de março de 2010 (mês de cadastro dos projetos) apontara que houve menos de 500 MW de fonte PCH que ainda não iniciara a construção e que não enfrentava graves impedimentos para isso. Considerando-se que os projetos já em construção possuem contratos de venda de energia assinados, condição necessária para a tomada de financiamento, é bem razoável considerar que havia apenas esse montante apto a participar do leilão. Assim, desse universo, o cadastro de 255 MW no leilão 2010 faz sentido.

A leitura feita é de que o número reduzido de projetos de PCH disponíveis para o leilão do ACR é fruto das enormes barreiras enfrentadas por essa fonte no processo de licenciamento ambiental e da sobrecarga de trabalho da ANEEL, com o trâmite de mais de 2.500 estudos de aproveitamentos hidrelétricos, sendo que com os preços negociados, os investidores não acelerariam ações no sentido de desenrolar os projetos.

Com relação ao mecanismo de lance das propostas, a Portaria MME nº 565, de 11 de junho de 2010, aprova as diretrizes e a sistemática para a realização do Leilão de Fontes Alternativas, tratada na Portaria MME nº 555, de 31 de maio de 2010, e trouxe nova métrica de lance para a contratação por disponibilidade. Em vez de ICB (equações 11, 12 e 13) ou ICE (equação 14), introduziu-se o PEQ – Preço Equivalente calculado pelo sistema do leilão e expresso em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), que se constituirá no preço de lance para o produto com disponibilidade. Ele é dado a partir da equação 16.

$$PEQ = \frac{RF}{QL \times 8760} \quad (16)$$

Equação 16 – PEQ: Preço Equivalente

onde RF é a Receita Fixa, expressa em Reais por ano (R\$/ano) e QL é a quantidade de lotes ofertados, sendo que cada lote representava 1 MWm.

Revisitando-se as equações 11 a 13, que apresentam o ICB, pode-se perceber que o PEQ é uma equação reduzida do índice, uma vez que mantém o tratamento da Receita Fixa e não mais considera as parcelas de custo variável: custo variável de operação (COP) e o custo econômico de curto prazo (CEC) do ICB, ou a receita anual variável (RAV) do ICE.

A exclusão do índice COP retrata o desinteresse por fontes de alto custo variável, já explícita pela Portaria MME nº 555/2010, cujo art. 3º, §3º define que: “não serão habilitados tecnicamente pela EPE o empreendimento de geração que tenham por fontes biomassa ou eólica cujo custo variável unitário for superior a zero”. Já a não utilização do índice CEC pode ser explicada pela ausência de metodologia para cálculo da garantia física de usinas eólicas⁷¹.

⁷¹ A Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008, define que a garantia física de energia associada a uma usina eólica é o compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente. Assim, em outubro de 2012, foi aberta a Audiência Pública ANEEL nº 084/2012, com o objetivo de obter subsídios para estabelecer critérios para o cálculo da garantia física apurada de usina eolielétrica e termelétrica inflexível com CVU nulo, cujas garantias físicas tenham sido estabelecidas em legislação específica.

Ao final dos dois certames, foram comercializados 1.159,40 MW médios, com um preço médio global de R\$ 134,12/MWh em 89 projetos, com contratos de 15 a 30 anos de duração. A fonte predominante dos dois certames foi a eólica, com 899 MW médios, representando 77,5% do total negociado. Ao mesmo tempo, foi a fonte que ofertou energia a preços mais competitivos, com uma média de R\$ 130,86/MWh, 10% inferior à média verificada nos projetos para a biomassa e 7,8% inferior à média das PCHs.

A figura 8 resume os resultados dos certames: as colunas representam os volumes negociados, e as linhas, os preços-médios de cada fonte. Pode-se perceber que o leilão de fontes alternativas (LFA) contratou mais energia do que o de reserva (LER) e com um preço-médio superior. No LFA, foram 714,3 MWm contratados (61,6% do total), contra 445,10 MWm no LER (38,4% do total), com um preço-médio de R\$ 135,09/MWh e R\$ 132,57/MWh respectivamente.

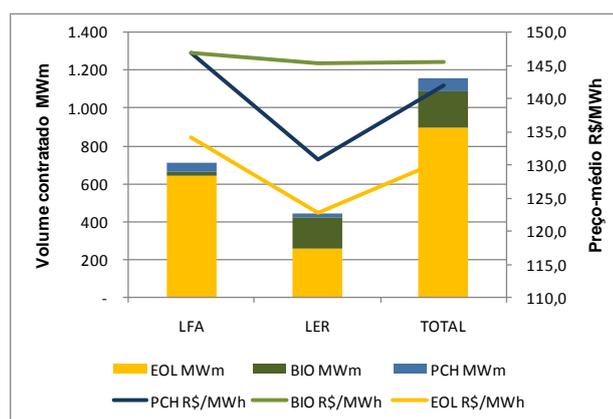


Figura 8 – LFA e LER: volume contratado (MWm) e preço-médio (R\$/MWh)

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da EPE, 2010 e CCEE, 2010.

No tocante à biomassa, com uma participação de 16,4% (190,6 MWm) do volume total comercializado, as melhores condições de preço foram alcançadas pelos projetos que reuniam condições de entrega da energia a partir de 2011 e/ou 2012. A diferença de preços-médios foi superior a 12%: R\$ 151,58/MWh para quem entregasse antecipadamente, contra R\$ 134,48/MWh para a entrega somente a partir de 2013. Do total cadastrado, comercializou-se a em torno de 20% da energia nos dois leilões.

Comparando-se com o leilão de reserva de 2008, quando foram vendidos 548 MWm de projetos para a biomassa, com um preço-médio corrigido (pelo IPCA) de R\$ 173,5/MWh, a diferença de R\$ 28/MWh é uma forte justificativa para a redução do volume total comercializado nos leilões de agosto de 2010. Pode-se ler que, até 2008, a biomassa era a opção de fornecimento que reunia as melhores condições de prazo de entrega, preço e

sustentabilidade. Entretanto, desde 2009, a fonte eólica também passou a reunir essas condições e de forma mais competitiva.

Assim como em 2009, a fonte eólica foi aquela que mais chamou atenção e, mesmo representando mais de $\frac{3}{4}$ do volume de energia comercializado nos dois leilões, aproximadamente 25% da energia cadastrada fora contratada, o que demonstrou a forte competição entre os geradores, reflexo de um país com potencial eólico que pode ultrapassar 250 GW. Além disso, ao contrário do observado no caso da biomassa, a maior participação da eólica foi no LFA e quem deixou para vender no segundo leilão do dia (LER), desapontou-se com o preço, em média 9% inferior: R\$ 134,1/MWh (LFA), contra R\$ 122,69/MWh (LER). Comparando-se os resultados eólicos de 2009 e 2010, verifica-se uma contração 19,4% superior e um preço-médio 16,8% inferior em 2010.

Em resumo, o destaque desse leilão foi que proporcionara a competição direta entre as fontes eólica e biomassa, o que contribui para a modicidade tarifária e a eficiência do processo.

3.2.18 Décimo primeiro leilão de energia nova: dezembro de 2010

Em abril de 2010, a Empresa de Pesquisa Energética publicou o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (PDE-2019), cujo programa de expansão da capacidade instalada por fonte de geração de energia elétrica, previa que a evolução se daria apenas pela contratação de novas hidrelétricas, PCHs, biomassas, eólicas e Angra 3, ou seja, sem novas contratações de termelétricas convencionais (óleo, carvão e gás).

Em 20 de abril do mesmo ano, o MME promoveu o leilão do que será a terceira maior hidrelétrica do mundo (vide item 3.5.15 deste trabalho) e, em 23 de junho, emitiu a Portaria MME nº 586 estabelecendo as condições de contratação da energia elétrica da usina termonuclear de Angra 3 e, em 30 de julho, promoveu o primeiro leilão A-5 de 2010 (vide item 3.5.16 deste trabalho) e, no final de 2010, lançou o Edital para o segundo leilão A-5/2010.

Considerando-se os eventos já realizados, as hidrelétricas de Belo Monte e Santo Antônio, segundo cronograma de novembro de 2010 da ANEEL, adicionarão, em 2015, 1.028 MW de capacidade instalada. As hidrelétricas licitadas em julho de 2010 (Ferreira Gomes, Colíder, Garibaldi) adicionarão outros 730 MW de potência ao sistema no mesmo ano. De forma a atingir a meta do PDE-2019, a qual prevê a entrada de 4.975 MW apenas de fonte hidrelétrica em 2015, seria ainda necessário contratar 3.217 MW nesse leilão.

Em tal contexto, a ANEEL lançou o Edital Leilão nº. 04/2010, com o objetivo de outorgar, em 17 de dezembro de 2010, a concessão de cinco novas hidrelétricas: Teles Pires (1.820 MW), Sinop (400 MW), Ribeiro Gonçalves (113 MW), Cachoeira (63 MW) e Estreito Parnaíba (56 MW). O sucesso completo desse certame significaria mais do que a adição de 2.752 MW⁷² em 2015, mas o quase atendimento do PDE-2019.

A dificuldade de licitação de todas essas hidrelétricas é a obtenção da licença ambiental prévia, a qual teria de ser emitida até às 18 horas do dia 13 de dezembro. Exemplos não faltam: o leilão A-5 de 2009 deixou de ser realizado justamente por falta de licenciamento ambiental das hidrelétricas participantes, entre elas, três desse leilão de 2010: Ribeiro Gonçalves, Cachoeira e Estreito Parnaíba. A própria EPE chegou a cadastrar para o certame de dezembro de 2010 três outras novas UHEs: Castelhana (64 MW), Uruçuí (134 MW) e Riacho Seco (276 MW), sendo que as duas primeiras, a EPE também já havia tentado leiloar em 2009.

Ao final, entre as usinas que haviam sido propostas para licitação, por falta de licenciamento ambiental, as hidrelétricas Sinop (400 MW) e Ribeiro Gonçalves (113 MW) deixaram de ser licitadas e as hidrelétricas Cachoeira (63 MW) e Estreito Parnaíba (56 MW), embora tenham sido oferecidas, não receberam proposta para a concessão da outorga.

Assim, foi licitada somente uma nova hidrelétrica, Teles Pires (1.820 MW), e ainda foi comercializada a energia da UHE Santo Antonio do Jari, de 300 MW, empreendimento que já havia sido outorgado, mas cuja energia ainda não havia sido comercializada. Somadas, foram comercializados 968 MW médios.

A UHE Teles Pires foi arrematada na primeira fase do leilão (fase de concessão de outorga) pelo grupo formado pelas empresas Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%), Neoenergia (50,1%) e Odebrecht (0,9%).

Com relação à metodologia do leilão, o edital trouxe a novidade de aumento da participação obrigatória do destino da energia elétrica ao mercado regulado para 85%, frente ao habitualmente utilizado 70%.

Mesmo assim, a redução de participação do ACL não resultou em menor deságio, tanto que a

⁷²Somando-se ainda a UHE Santo Antonio do Jari, de 300 MW, empreendimento este já leiloado (apenas sua concessão), com a produção não negociada e ainda não construído.

UHE Teles Pires foi licitada ao impressionante deságio de 33% e, mais surpreendente, é o valor alcançado de apenas R\$ 58,35/MWh. Esse valor é inferior ao da energia velha mais barata já contratada durante toda a vigência do modelo do setor elétrico. Lembrando que o leilão de energia velha realizado em 07-12-2004, com suprimento entre os anos de 2005-2012, comercializou a energia a preços atualizados pelo IPCA (índice de preços ao consumidor amplo) de R\$ 71,44/MWh, o que, na época, pareceu um abuso de baixo preço para a maioria dos agentes do setor⁷³.

Adicionalmente, o TCU, por meio do Acórdão 2418/2011 (processo 026.091/2010-0), enfatiza que, se a EPE, em vez do preço-teto de R\$ 87,00/MWh, tivesse adotado como preço de reserva a recomendação do Tribunal nos subitens 9.1.2 e 9.1.3 do Acórdão 3.036/2010-TCU-Plenário, de R\$ 78,00/MWh, o deságio teria sido de 25,2%. Esse comentário que nada soma ao leilão, mostra, mais uma vez, que o ganho real para o consumidor cativo está no processo concorrencial e não nos valores de viabilidade estimados seja por EPE ou TCU.

Esse leilão reforçou ainda a hipótese de aposta no mercado livre como forma de viabilização econômica dos projetos: considerando que a parcela destinada ao ACL seja comercializada a R\$ 125/MWh⁷⁴, e os respectivos preços de comercialização nos leilões pelos projetos listados na tabela 32, o preço médio final fica, em média, 13% superior ao vendido no ACR, conforme pode ser visto na tabela 32.

Tabela 32 – Ponderação de preços no ACR e ACL para hidrelétricas

Empreendimento hidrelétrico	Preço de venda (R\$/MWh)	Preço de venda atualizado (R\$/MWh) (*)	Preço estimado ACL (R\$/MWh)	% não comercializado no ACR	Preço ponderado ACR-ACL
Ferreira Gomes	69,78	70,65	125,0	30%	86,95
Colíder	103,40	104,69	125,0	30%	110,78
Garibaldi	107,98	109,32	125,0	30%	114,03
Santo Antônio	78,87	90,94	125,0	30%	101,16
Jirau	71,37	76,04	125,0	30%	90,73
Belo Monte	77,97	79,29	125,0	30%	93,00
Teles Pires	58,35	58,35	125,0	15%	68,35
Média	81,1	84,2	125,0		95,0

Fonte: Elaboração própria, com dados da CCEE, 2010.

(*) preço corrigido para a mesma data-base do leilão do projeto da UHE Teles Pires.

Por fim, dos empreendimentos habilitados, cabe mencionar a não surpreendente ausência de comercialização de energia a partir de pequenas centrais hidrelétricas. Embora 17 projetos, somando 247 MW de potência total, haviam se cadastrados, em virtude do preço-teto de R\$

⁷³ Vide MONTEIRO, E.M.R.. *Teoria de Grupos de Pressão e Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro*. 2007. 140p. Dissertação (Mestrado em Energia) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2007.

⁷⁴ Reportagem “Tarifa no mercado livre será decisiva para definir leilão”. *Jornal Valor Econômico*, 10 de dezembro de 2007.

142,00/MWh, nenhum deles fez um lance no leilão

3.2.19 Décimo segundo leilão de energia nova e de energia de reserva: agosto de 2011

Nos dias 17 e 18 de agosto de 2011, foram realizados os leilões *A menos 3* e o quarto leilão de energia de reserva, ambos para atender o mercado brasileiro, com início de suprimento em 2014. Como os mesmos projetos, a exceção de gás natural, poderiam se habilitar para os dois leilões e os certames foram realizados na sequência, este item tratará dos dois leilões.

A novidade do primeiro certame foi o retorno da fonte termelétrica que utiliza o gás natural como combustível, que competiu no mesmo produto disponibilidade que as fontes biomassa e eólica. Em paralelo, no produto quantidade, a ampliação da hidrelétrica de Jirau competiu com algumas pequenas centrais hidrelétricas.

Com a necessidade de medição de vento de, pelo menos, dois anos (nos leilões anteriores a obrigação era de somente um ano), a energia eólica, que já habilitou 10 GW no leilão de 2009 e pouco mais de 8GW nos leilões de 2010, habilitou para os leilões de agosto de 2010 volume de 6 GW. Somaram-se, a eles, 4,4 GW de projetos que queimam gás natural, 2,1 GW de cogeração pelo bagaço da cana-de-açúcar, 450 MW da ampliação da hidrelétrica de Jirau e mais 443 MW a partir de insistentes PCHs. No total, a Empresa de Pesquisa Energética habilitou 14 GW.

A energia contratada pelo leilão A-3 está prevista para ser entregue a partir de 1º de março de 2014, com término em 31 de dezembro de 2033 para as fontes não hidráulicas e 10 anos depois para as hidrelétricas. Os contratos podem ser antecipados e ampliados em dois meses, caso, tanto o parque gerador quanto o sistema de transmissão e/ou distribuição, estejam em operação comercial em janeiro de 2014. Nesse leilão, por meio da Portaria 113, de 1º de fevereiro de 2011, foi ainda corrigido o potencial descasamento entre o início de suprimento dos contratos de suprimento e início da operação comercial das ICGs (instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada) como ocorreu nos leilões de fonte alternativa e energia de reserva realizados em 2010, uma vez que a referida portaria estabelece que as ICGs entrem em operação em 1º de fevereiro de 2014.

Junto ao retorno das termelétricas a gás natural, há a retomada do ICB (Índice Custo Benefício) como critério de seleção e comparação de projetos de naturezas diferentes. Assim, projetos que despacham na base, como as eólicas e biomassa, competirão diretamente, via ICB, com termelétricas a gás natural, que operam com inflexibilidade variada, de 0%, como é

o caso da usina da Petrobras, a 30%, 50% (caso da MPX) e até 70%.

No primeiro dia dos leilões, foi realizado o A-3, e após 70 rodadas uniformes e aproximadamente 7 horas de embate, a EPE contratou 1.365,90 MW médios para suprimento do mercado cativo a partir de 2014, com acréscimo de 177,90 MW médios em 2015, quando as termelétricas passam a operar em ciclo fechado, totalizando assim 1.543,80 MWm de energia contratada.

De acordo com a EPE, como o empreendimento marginal contratado foi a UTE Baixada Fluminense, com 416,4 MW médios, e a sistemática do leilão não permite que um novo empreendimento seja fracionado, o volume contratado pode ter sido superior ao planejado inicialmente. Entretanto, a contratação deste alto volume não prejudica as distribuidoras, caso a contratação tenha sido superior a declarada, uma vez que o Decreto 7.521, de 08 de julho de 2011, autoriza o repasse ao consumidor da diferença, se positiva, entre o montante total contratado nos leilões A *menos* 3 e o declarado por elas.

Entre as fontes participantes, termelétricas que utilizam gás natural como combustível venderam o maior volume, com 866,4 MW médios a partir de 2015, conforme ilustra a figura 9 (para esta fonte, caso fosse previsto fechamento de ciclo aberto, o diferencial de energia é acrescido ao contrato a partir de 2015). Este valor representa 56% do total comercializado, sendo uma planta da MPX e outra da Petrobras, as únicas empresas que possuem insumo próprio em seus grupos econômicos.

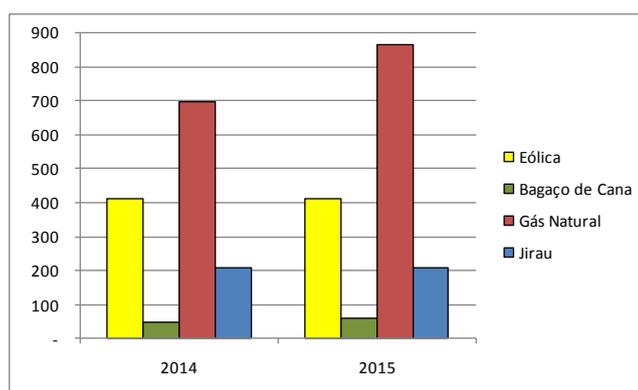


Figura 9 – Volume contratado (MWm) no leilão A-3, com início de suprimento em 2014 e 2015

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CCEE, 2011.

Com relação a preços, o ICB da central da Petrobras (valor marginal do leilão), cuja planta operará com total flexibilidade, foi de R\$ 104,75/MWh, enquanto que a MPX, que declarou inflexibilidade de 50%, vendeu ao ICB de R\$ 101,90/MWh. O custo variável (CVU) dessas

plantas não é publicado, sendo divulgado pelo ONS apenas quando da entrada em operação comercial das mesmas.

E a fonte eólica voltou a impressionar ao vender a segunda maior quantidade de energia, a preço médio inferior ao comercializado pela UHE Jirau – R\$ 101,65 /MWh (com ICB médio de 99,58 /MWh) contra os R\$ 102 /MWh da grande hidrelétrica. Aliás, dadas as condições do certame, pode-se considerar que a hidrelétrica de Jirau não chegou a participar de um leilão propriamente dito, e sim de uma chamada pública.

No dia seguinte, no leilão de energia de reserva, no qual somente a fonte eólica e de biomassa podiam participar, foram comercializados 406,4 megawatts médios. Assim, somando os resultados dos dois certames, a Empresa de Pesquisa Energética contratou 2.004,2 MW médios para início de suprimento em 2014/2015. No balanço final, mesmo tendo participado apenas do leilão A-3, os dois projetos termelétricos a gás natural fizeram com que essa fonte fosse a principal vendedora com 866,40 MW médios, seguida de perto pela eólica com 832,1 MW médios, sendo com 410 MWm no leilão A-3 e 422,10 MWm no leilão de energia de reserva. Com 58 MWm médios no primeiro dia e 38,3 MWm no segundo, a fonte biomassa teve participação pouco expressiva.

Os preços também não foram muito diferentes do leilão anterior, as eólicas que haviam vendido no A-3 pelo valor médio de R\$ 101,66/MWh, venderam no LER a R\$ 99,54/MWh, enquanto que as biomassas reduziram de um dia para outro de R\$ 104,11/MWh para R\$ 100,40/MWh. Ponderando os valores de ICB do gás natural com os preços de eólica, biomassa e Jirau, o valor médios dos dois certames foi de R\$ 101,34/MWh.

Ao final desses dois leilões, algumas considerações interessantes podem ser feitas, inicialmente que a metodologia de leilão anglo-holandês favoreceu a modicidade tarifária: o preço de fechamento da etapa uniforme do primeiro dia foi de R\$104,50/MWh, enquanto que o preço médio final foi de R\$ 102,07/MWh, com parques vendendo energia a, até, R\$ 96,39/MWh. No segundo dia o comportamento não foi diferente, a etapa uniforme foi encerrada ao valor corrente de R\$ 102,37/MWh, sendo o valor médio contratado de R\$ 99,61/MWh, e o menor valor alcançado de R\$ 95/MWh.

Com relação ao preço-teto, no mesmo leilão A-3 duas realidades diferentes, no produto disponibilidade (participação das fontes eólica, biomassa e termelétrica a gás natural) o preço-teto foi alto o suficiente para atrair mais de 10 gigawatts de projetos habilitados, o que

proporcionou intensa competição entre as fontes, enquanto que no produto quantidade – subproduto PCH, o inadequado preço-teto fez que nenhum investidor desse lance.

Por fim, assim como no leilão de fontes alternativas 2010, neste competiram pelo mesmo produto fontes de naturezas diferentes, termo (biomassa e gás natural) e eólica, e o resultado foi positivo, com intensa competição, o que derrubou o valor comercializado, mesmo com as termelétricas a gás natural participando com flexibilidade operativa.

3.2.20 Décimo terceiro leilão de energia nova: dezembro de 2011

Em 20 de dezembro de 2011, foi realizado o Leilão ANEEL nº 07/2011 para compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração hidrelétrica, eólica e termelétrica a biomassa, com início do suprimento previsto para 1º de janeiro de 2016. A fonte hídrica celebra Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade por quantidade de energia com prazo de duração de 30 anos, enquanto que as fontes eólica e termelétrica celebram contratos por disponibilidade, com duração de 20 anos. Os vencedores das usinas hidrelétricas ainda recebem a outorga de concessão de uso do bem público destinada à produção independente de energia.

A intenção original da EPE era cadastrar dez projetos hidrelétricos, que totalizariam 2.160 MW, entretanto, devido a restrições ambientais, os projetos hidrelétricos Riacho Seco (276MW) e Uruçuí (134MW) sequer constaram do edital do leilão. E, embora a EPE tenha postergado a data de entrega da licença prévia, os projetos de São Manoel, Sinop, Ribeiro Gonçalves e Cachoeira do Caldeirão não lograram êxito na obtenção da mesma e, portanto, foram inabilitadas. Assim, a oferta hidrelétrica, para um leilão originalmente estruturado para esta fonte, foi de somente 318 megawatts por meio do Complexo Baixo Parnaíba, formado pelas usinas de Estreito Parnaíba (56 MW), Cachoeira (63 MW) e Castelhanos (64 MW), cujas concessões foram leiloadas em lote único, e do projeto da hidrelétrica de São Roque (135 MW).

E, como na prática foi um leilão “A-4”, já que foi realizado em dezembro de 2011 com os projetos tendo a obrigação contratual de entrada em operação comercial plena até 1º de janeiro de 2016, hidrelétricas de maior porte, tais como São Manoel e Sinop, se tivessem sido habilitadas, poderiam ter grandes dificuldades em atender a data de início de suprimento. Assim, teria sido mais útil que o Tribunal de Contas da União tivesse se preocupado com que o cronograma fosse compatível com o porte das usinas, uma vez que esses riscos são

precificados pelos empreendedores e repassados ao consumidor final, do que reduzir o estímulo à concorrência sugerindo redução do preço-teto da UHE São Manoel de R\$ 105,37/MWh para R\$ 101,24/MWh; da UHE São Roque de R\$ 126,39/MWh para R\$ 122,93/MWh e da UHE Ribeiro Gonçalves de R\$ 86,14/MWh para R\$ 84,76/MWh (BORGES, 2011a).

Outro ponto interessante do certame foi que as hidrelétricas de Sinop e São Roque apresentavam preços de referência, R\$ 126 e 123/MWh (vide tabela 33), respectivamente, superiores ao preço-teto de comercialização do contrato por quantidade, estipulado em R\$ 112/MWh.

Tabela 33 – Hidrelétricas participantes do leilão A-5/2011

Empreendimento	Potência MW	Preço-teto R\$/MWh	Preço de comercialização R\$/MWh
UHE São Manoel	700	105,0	Inabilitada
UHE Sinop	400	126,0	Inabilitada
UHE Ribeiro Gonçalves	113	105,0	Inabilitada
UHE São Roque	135	123,0	R\$ 91,20/MWh
UHE Cachoeira Caldeirão	219	101,0	Inabilitada
Complexo Parnaíba (UHE Estreito Parnaíba + UHE Cachoeira + UHE Castelhana)	56+63+64 = 183	101,0	Sem lance
Total	1.750		

Fonte: ANEEL, 2011 e CCEE, 2011.

Ao final, apenas o projeto da UHE São Roque vendeu energia, ao preço médio de R\$ 91,20/MWh, sem a participação de sócio autoprodutor. E, ao preço máximo de R\$ 101/MWh, o complexo Parnaíba não recebeu lances, o que remete à discussão que se seu preço-teto fosse o mesmo do produto fonte hidro, mais competidores teriam se interessado pelo empreendimento, e o projeto não teria sua oferta frustrada. A lista dos projetos hidrelétricos cadastrados e seus respectivos preços-tetos são apresentados na tabela 33.

Outra grande frustração de oferta vem da fonte termelétrica a gás natural, com restrição de tecnologia ao ciclo combinado, e CVU máximo reduzido para R\$ 100/MWh (no leilão A-3 de agosto de 2011, o CVU máximo foi de R\$ 150/MWh), posto que originalmente haviam sido cadastrados 34 projetos que totalizariam 12.865 megawatts. Entretanto, enquanto que em julho de 2011 a Petrobras projetava que o uso de gás natural pelas termelétricas dobraria até 2020 (ENNES, 2011), o cenário mudou, e a empresa de capital misto notificou que para o leilão A-5, de dezembro de 2011, não haveria mais gás natural disponível (BORGES, 2011b), ou seja, em poucos meses o cenário de excedentes em 2014 transformou-se em déficit para 2016. Assim, a principal fonte vendedora nos dois leilões de agosto de 2011 (Reserva e A-3),

com 866 MWm comercializados, não teve um projeto sequer habilitado para 20 de dezembro de 2011.

Fechando a oferta total habilitada de 6.286 MW, havia 205 projetos eólicos (5.149 megawatts), 13 biomassas (602 MW), oito pequenas centrais hidrelétricas (147 MW) e a chamada pública da ampliação da UHE Santo Antônio do Jari (70 MW). Já a oferta firme não é de conhecimento público, pois, desde 2008, a EPE não divulga quais empreendedores depositaram garantia de participação.

Com relação à dinâmica do leilão, foi iniciado com a licitação das outorgas de uso do bem público do complexo Baixo Parnaíba e da hidrelétrica de São Roque. Passada a primeira fase, foi dado início ao leilão de comercialização de energia, no qual os projetos hidrelétricos se juntam às demais fontes na disputa pelos contratos por quantidade e disponibilidade.

E, mesmo com a reduzida taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, de 3,8% no acumulado do ano, bem inferior à média de 5,3% a.a. desde 2005 (MEDEIROS, 2011), e as constantes reduções nas previsões de crescimento da economia, as quais proporcionam excedente de oferta no médio prazo, o volume contratado de 555 MW médios surpreende por seu pequeno montante.

Comparando-se com os leilões A-5 anteriores, à exceção de 2009, ano que não ocorreu leilão A-5, foi o certame que comercializou menor volume de energia, conforme pode ser visualizado pela figura 10. No quadro, as barras azuis indicam o total comercializado nos leilões A-5 de cada ano (em megawatts médios), e as barras vermelhas a quantidade de energia dos projetos estruturantes, que venderam em leilões classificados do mesmo tipo em condições particulares de entrega escalonada.

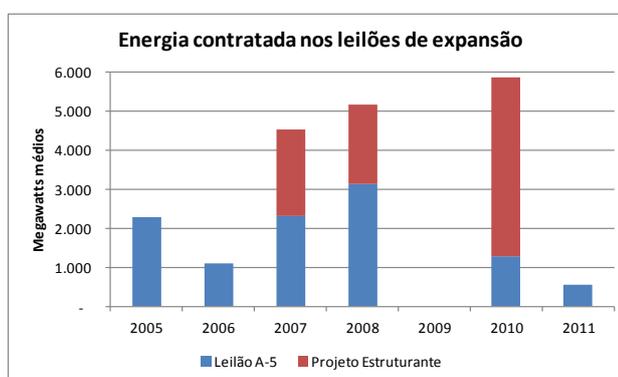


Figura 10 – Leilões A-5, volume contratado (MWm) por ano, entre 2005 a 2011

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CCEE, 2011.

Além do reduzido volume, o pequeno deságio do produto disponibilidade suscita a hipótese de frustração de oferta. Com preço-teto (ICB) de R\$ 112,00/MWh, a etapa discriminatória foi aberta ao valor de R\$ 110/MWh, sendo que lance a R\$ 109,40/MWh obteve sucesso. Assim, não se descarta que a sistemática do leilão tenha acionado o multiplicador (divisor) da demanda a ser contratada, de forma a garantir a competição. Esse multiplicador é um número inferior à unidade, que em leilões em que há frustração de oferta, ele é multiplicado pela demanda real das distribuidoras, de forma a reduzir a quantidade contratada no certame. Por exemplo, em uma situação hipotética em que a necessidade real de demanda pelas distribuidoras para atender seu mercado cativo for de 1.000 MWm, se a oferta total for de 700 MWm, esse multiplicador é acionado, e assim, a única certeza que se tem é que serão contratados menos de 700 MWm de forma a garantir a competição no leilão, mesmo que isso possa significar demanda insuficiente para o consumidor.

Assim, no total comercializado a fonte hidro representou somente 15% do volume, com 81,8 MWm, não tendo nenhuma pequena central hidrelétrica comercializado energia, como costumeiramente tem ocorrido nos leilões do ACR.

Confirma-se a conjuntura de baixa competitividade de projetos a biomassa frente aos de fonte eólica, tendo viabilizado somente duas centrais, representando volume de 21 MWm, ou seja, apenas 4% do contratado.

Por fim, o grande vencedor do dia, mais uma vez, foi a fonte eólica, com 452 MW médios comercializados (81% do leilão), ao preço médio de R\$ 107,75/MWh (e ICB médio de R\$ 105,12/MWh). Esse valor mostra-se superior, inclusive, aos dos leilões de agosto de 2011.

3.3 Análise dos leilões de energia nova

A partir da descrição individual dos resultados dos leilões de energia de novos empreendimentos feita no item 3.2, separou-se sete temas para análise detalhada neste item: (i) o uso do índice custo benefício para contratação por disponibilidade; (ii) competitividade em leilões de hidrelétrica: energia nova vs energia velha e a concentração de poder de mercado nos leilões de velha; (iii) sistemática dos leilões e a eficácia da fase discriminatória; (iv) a adoção de preço de reserva (in)adequado; (v) planejamento indicativo; (vi) sistemática de contabilização da energia eólica, e o (vii) atendimento ao início de suprimento.

3.3.1 O uso do índice custo benefício para contratação por disponibilidade

A partir da análise da metodologia do ICB (item 3.1.5) e a análise dos leilões (item 3.2) foram identificadas fraquezas do índice que neste item serão individualmente analisadas: pobre correlação entre as variáveis explicativas e a variável dependente ICB; sujeito a escolhas endógenas do leiloeiro; discrepâncias entre os números resultantes de leilão e os realizados, e viés negativo às fontes de custo variável mais baixo.

3.3.1.1 Resultados nos leilões

Este item irá analisar a correlação entre as variáveis explicativas e dependente da equação do ICB (equação 12), com base nos dados das centrais termelétricas que venderam energia nos leilões de energia nova e já estão em operação comercial.

Inicialmente, as variáveis dependentes, renda fixa (RF) e índices de custos variáveis (COP + CEC), bem como o próprio ICB, todas em função do custo variável unitário das geradoras (CVU, porém desconsiderando-se as variáveis quando o CVU é nulo) são correlacionadas na figura 11.

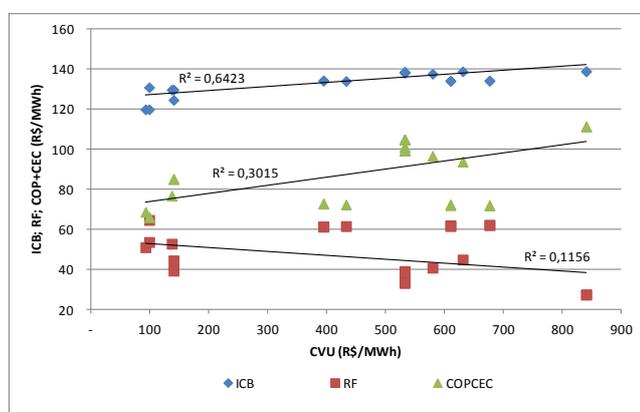


Figura 11 – Comportamento do ICB, RF e RV (COP+CEC) em função do CVU, não nulos, das UTEs

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE e ONS, 2010.

O primeiro ponto de atenção que se pode observar é que o valor da variável dependente ICB, varia pouco pela variação da variável independente CVU, ou seja, para CVUs entre R\$ 92,48 e 840,99/MWh (809% da variação), o ICB varia entre R\$ 119,99 e 139,0/MWh (16% da variação).

A partir dos mesmos dados, complementando a análise gráfica, a equação 17 mostra os resultados da análise de regressão da variável dependente ICB em função da variável independente CVU.

ICB =	124,6053 β +	0,021752 CVU	(17)
Erro padrão	1,602563	0,003191	
t-Estatístico	77,75380	6,816736	
Probabilidade	0,0000	0,000	
R-quadrado			0,650193

Equação 17 – Análise de regressão do ICB em função do CVU

O valor de R-quadrado de cerca de 0,65 a partir da equação 17 mostra-se representativo, mas o coeficiente de CVU é muito baixo, mostrando pouca relevância no cálculo do índice. Além disso, de acordo com o teste t-estatístico, pode-se observar que a variável CVU não é estatisticamente significativa. Adicionalmente, considerando também as variáveis explicativa e dependente quando o CVU é nulo, foi feita outra estimativa de regressão, cujo resultado é dado pela equação 18.

ICB =	126,2109 β +	0,018824 CVU	(18)
Erro padrão	1,695901	0,0042621	
t-Estatístico	74,42117	4,417394	
Probabilidade	0,0000	0,0001	
R-quadrado			0,322464

Equação 18 – Análise de regressão do ICB em função do CVU

A equação de regressão 18 mostra clara redução do R-quadrado em comparação com a equação de regressão 17, ou seja, as variações do ICB são fracamente explicadas por variações no CVU. Além disso, de acordo com teste t-estatístico, a variável CVU ainda não é estatisticamente significativa.

Prosseguindo a análise, considerando também a variável explicativa RF (renda fixa, que é o lance, de fato, no leilão) que compõe o cálculo do ICB, conforme mostra a equação 11, tem-se a estimativa dada pela equação de regressão 19.

ICB =	123,0768 β +	0,021857 CVU +	0,032726 RF	(19)
Erro padrão	3,966300	0,005503	0,037414	
t-Estatístico	31,03063	3,971719	0,874699	
Probabilidade	0,000	0,0003	0,3870	
R-quadrado				0,335180

Equação 19 – Análise de regressão do ICB em função do CVU e RF

Mais uma vez o valor de R-quadrado mostra baixa correlação entre as variáveis explicativas e a variável dependente. Além disso, o teste-t mostra pouca significância da variável CVU e significância estatística da variável RF.

E, ao remover a variável do intercepto, logo, ao se considerar apenas as variáveis explicativas RF e CVU, tem-se a análise de regressão dada pela equação 20. Os resultados não estão longe

dos obtidos pela equação 19, há ainda menor correlação entre as variáveis explicativas e a variável dependente ICB (R-quadrado pobre), além do teste t-estatístico mostrar que a estatística não é significativa.

ICB =	0,157120 CVU +	1,085703 RF	(20)
Erro padrão	0,015027	0,078522	
t-Estatístico	10,45563	13,82678	
Probabilidade	0,0000	0,0000	
R-quadrado			-15,587952

Equação 20 – Análise de regressão do ICB em função do CVU e RF sem intercepto

A fim de ajudar a compreender as variações do ICB por fonte, outra análise feita foi testar a correlação entre a variável dependente e os índices de custo variável: COP e CEC, como variáveis explicativas (vide figura 12, que desconsidera os dados quando o CVU é nulo).

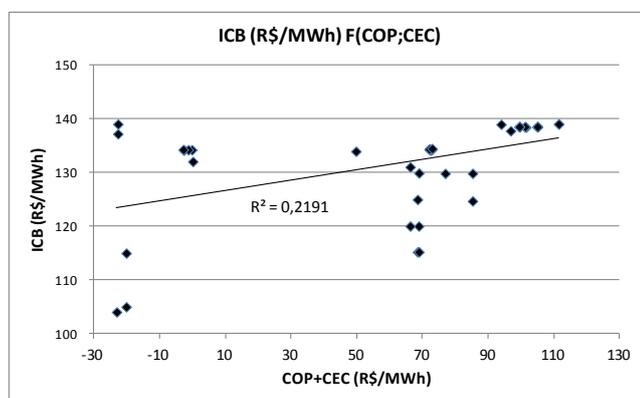


Figura 12 – Comportamento do ICB em função da Receita Variável (COP+CEC) das UTEs

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE e ONS, 2010.

Entretanto, considerando-se os dados quando o CVU é nulo, as análises de regressão são dadas pelas equações 21 (com a variável do intercepto) e 22 (sem variável do intercepto).

ICB=	125,6809 β +	0,095246 COPCEC	(21)
Erro padrão	2,205851	0,028900	
t-Estatístico	56,97616	3,295664	
Probabilidade	0,0000	0,0020	
R-quadrado			0,209431

Equação 21 – Análise de regressão do ICB em função do COC + CEC com intercepto

ICB=	1,437074 COPCEC	(22)
Erro padrão	0,141106	
t-Estatístico	10,18434	
Probabilidade	0,0000	
R-quadrado		-61,585294

Equação 22 – Análise de regressão do ICB em função do COC + CEC sem intercepto

As equações 21 e 22 mostram que há baixa correlação entre a variável explicativa COP+CEC

e a variável dependente ICB, com baixa significância estatística, especialmente quando não se considera a variável do intercepto.

Assim, pelas equações de 17 a 22, não é possível estabelecer forte correlação estatística entre as variáveis custos de operação (nem os índices COP + CEC, tampouco o custo CVU) e o ICB. Posto isso, é altamente provável que o ICB seja inelástico aos índices do custo variável de plantas termelétricas.

Segmentando-se a análise por fonte de combustível (biomassa do bagaço da cana-de-açúcar, gás natural e óleo), a tabela 34 mostra os valores médios do ICB, RF, COP+CEC e CVU. Pode-se notar que o ICB dos projetos de termelétricas não varia muito entre as fontes.

Tabela 34 – ICB, RF, e (COP+CEC) de centrais termelétricas que comercializaram energia nos leilões

Fonte	ICB (R\$/MWh)	Custo variável (CVU) (R\$/MWh)	Receita fixa (valor do lance) (R\$/MWh)	COP+CEC (R\$/MWh)
Biomassa	132	62	132	0
Gás Natural	127	127	52	75
Óleo	139	502	39	99

Fonte: EPE e ONS, 2011.

Por outro lado, pode-se observar grande diferença no custo de operação variável, enquanto que as usinas a biomassa têm geralmente CVU muito baixo, centrais que queimam óleo têm custos variáveis entre R\$ 395 e 841/MWh, com média de R\$ 502/MWh. Assim, há grande possibilidade de que a competitividade das usinas termelétricas nos leilões não dependa fortemente de seus custos variáveis, que podem oscilar de R\$ 0 (grande parte dos projetos de biomassa) a 841 (óleo Diesel mais caro)/MWh, sendo que eles têm competitividade semelhante nos leilões, ou seja, valores de ICB muito próximos. Além disso, mesmo com essa equalização de competitividade dada pela metodologia do índice, nos leilões de energia elétrica até 2008, a principal fonte vendedora foi a óleo (vide figura 1, página 4).

Finalmente, a fim de analisar a correlação entre os índices de custos (COP+CEC) e o custo variável (CVU), foi feita a análise de regressão dada pela equação 23. O resultado mostra fraca correlação entre a variável explicativa COP+CEC e a variável dependente CVU, o que ajuda a explicar a tabela 34, em que há grandes variações do CVU sem a mesma amplitude de variações do índice COP+CEC. O teste t-estatístico também mostra pouca significância estatística da variável CVU.

COPCEC=	0,163746 CVU	(23)
Erro padrão	0,013777	
t-Estatístico	11,88545	
Probabilidade	0,0000	
R-quadrado		0,270823

Equação 23 – Análise de regressão do ICB em função do COC + CEC sem intercepto

Assim, de acordo com o estudo apresentado neste item, considerando a fraca correlação entre as variáveis explicativas de custos e a variável dependente ICB, e também a maior participação de projetos termelétricos a óleo nos leilões de energia, notadamente até 2008, lê-se que há forte possibilidade de que o ICB torne as plantas termelétricas com menor valor de investimento - refletido pela receita fixa - e de alto custo variável (CVU), mais competitivas.

3.3.1.2 Considerações sobre o ICB e a competitividade entre térmicas

A inflexibilidade do ICB frente aos custos variáveis das centrais termelétricas, conforme discussão no item anterior, evidencia possível viés de competitividade em favor das usinas de alto CVU. Esse viés também é apontado por Veiga (2009, p.24) e Martins (2008, p.45).

Veiga (2009, p.21) defende que a metodologia de cálculo do CMO utilizada pela EPE (vide equação 9), que no final determina as variáveis COP e CEC, é a maior responsável pela distorção do princípio do ICB, que resultaria no viés citado. Isto porque, as simulações realizadas pela EPE não incorporam os procedimentos operativos usados pelo ONS na operação real do sistema, em particular a Curva de Aversão ao Risco (CAR)⁷⁵ e os procedimentos de nível meta. Os resultados comparativos dos valores dos custos marginais de operação resultantes das duas metodologias, EPE e ONS, são apresentados na figura 13.

Como consequência, para efeito do leilão, o despacho previsto das centrais termelétricas é contaminado, induzindo a utilização inferior à qual fossem seguidos os procedimentos operativos do ONS, conforme ilustra figura 14.

⁷⁵ A Resolução nº109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica. Uma dessas diretrizes é a Curva Bianual de Segurança, também denominada “Curva de Aversão ao Risco – CAR”. Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúncias, intercâmbios inter-regionais e carga e de geração térmica, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período. Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da Curva de Aversão ao Risco ao longo dos dois anos (ONS, disponível em <<http://www.ons.com.br>>).

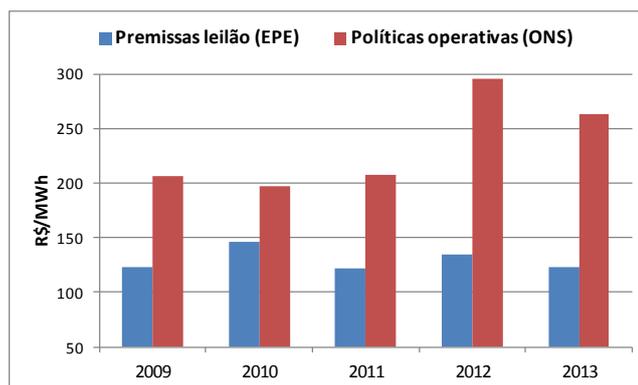


Figura 13 – Diferença de CMOs (PLDs) médios pela metodologia EPE vs ONS

Fonte: Veiga, 2009, p.22.

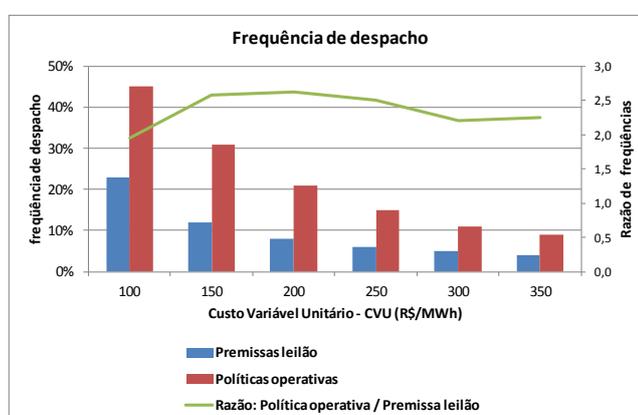


Figura 14 – Diferença de despachos de UTEs em função das metodologias EPE vs ONS

Fonte: Veiga, 2009, p.23.

O próprio ONS, representado por seu presidente, traz a mesma preocupação quanto a necessidade de aperfeiçoamento do cálculo do ICB pela EPE, de forma que reflita os custos futuros que serão incorridos no atendimento do mercado de energia, recomendando inserir a representação dos mecanismos de segurança utilizados pelo ONS, como a CAR, em sua metodologia (CHIPP, 2009, p.6).

Complementando a distorção do ICB pela EPE, Veiga (2009, p.21) ainda afirma que a projeção de CMOs está associada à viabilização (ou não) da oferta suplementar do PDE – Plano Decenal de Energia Elétrica (elaborado pela própria EPE), sendo que se não for viabilizada pela metodologia adotada pela EPE, os preços de liquidação de curto prazo (PLDs) que serão observados na vida real serão substancialmente maiores do que os previstos no Plano Decenal.

Em resumo, possível sobreoferta apresentada no balanço de energia elétrica constante no

Plano Decenal, e simulações utilizadas para o cálculo do COP e CEC que não incorporam os procedimentos operativos do ONS, levam a subestimativa do custo real para o consumidor, em virtude de menor previsão de despacho termelétrico, e ainda favorece as térmicas de CVU mais elevado.

Nessa mesma linha, o TCU (2010, §360), após recorrer ao Ministério de Minas e Energia, e à Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas, afirma que os ICBs apresentados pelas empresas vencedoras não correspondem às reais condições do mercado, com valores subdimensionados, uma vez que foram consideradas operações inferiores a 5% do período de referência (360 dias). Em outras palavras, as centrais termelétricas, quando construídas e em disponibilidade, não teriam condições de geração por períodos muito superiores a 20 dias por ano, sem incorrerem em pesados prejuízos operativos.

Adicionalmente, o TCU (2010, §359) entende que a viabilidade da forte presença da termelétrica a óleo combustível nos leilões do mercado regulado está associada à manutenção de níveis pluviométricos abundantes, os quais, caso não se concretizem, podem comprometer a modicidade tarifária, e até a própria segurança do sistema elétrico ao exigir despachos mais constantes dessas centrais.

Reforçando o entendimento de Veiga (2009) e Chipp (2009), o TCU (2010, §361) também entende que há considerável diferença entre as metodologias adotadas nos leilões pela EPE, e de operação pelo ONS, já que no caso da operação efetiva, utiliza-se a curva de aversão ao risco, não considerada pela primeira nas simulações para determinação dos parâmetros do ICB. Por fim, o TCU (2010, §357) conclui que a metodologia de cálculo do ICB tem algum desvio ao permitir que usinas que operam com combustíveis caros se sobressaiam em relação às que operam com combustíveis mais baratos.

Corroborando para este entendimento, Maurer e Barroso (2011) defendem que a regra de pontuação brasileira com base no custo de eletricidade esperada para o consumidor, calculado com base em cenários de despacho elaborado pelo governo, é percebida como excessivamente otimista e tem feito plantas térmicas a óleo artificialmente mais competitivas.

Em suma, as críticas de Veiga (2009), Chipp (2009), Martins (2008), TCU (2010), e Maurer e Barroso (2011) convergem para o fato de que o cálculo do ICB depende das inúmeras atribuições feitas pelas entidades governamentais, o que leva a conclusão de que a competição estabelecida nos leilões de energia nova é endógena às escolhas do regulador. Assim, a

competição entre projetos acaba sendo “verdadeira” somente para aquelas usinas que possuem custos variáveis muito semelhantes (MARTINS, 2008, p.53).

Posto isso, Chipp (2009, p.6) e Veiga (2009, p.37) defendem que sejam incorporados os procedimentos operativos do ONS nas simulações da EPE para cálculo do COP e CEC, assim como preparar cenários de oferta e demanda os mais realistas possíveis, indicando, inclusive a origem de eventuais ofertas suplementares.

Já Martins (2008, p.53-55) chega a questionar a necessidade de se organizar um leilão para a escolha daquelas tecnologias que formarão a nova oferta de energia, quando o resultado deste mecanismo já é fortemente “contaminado” pelas crenças que o governo possui acerca do futuro e por suas preferências. A proposta dele é a organização de leilões separados para cada tecnologia, em que primeiramente o Planejador escolheria a(s) tecnologia(s) de sua preferência e, em seguida, realizaria leilão para selecionar o empreendimento mais competitivo, abandonando, assim, a metodologia de seleção indireta via índice ICB.

3.3.1.3 ICB do leilão vs ICB realizado

Em linha com a análise conceitual desenvolvida no item anterior, na prática verifica-se que os valores nos leilões são muito diferentes dos realizados. Para sustentar esta afirmação, este item irá comparar os valores calculados dos ICBs vencedores nos leilões com os valores realizados por essas mesmas plantas entre 2008-2011. A tabela 35 mostra que, no primeiro ano de operação, 2008, todas as usinas tiveram seu custo real muito superior ao calculado pelo ICB nos leilões, enquanto que o valor médio ponderado do ICB a partir do leilão foi de R\$ 132,88/MWh, a média efetiva foi de R\$ 266,84/MWh, ou seja, em média R\$ 133,96/MWh acima do valor do leilão. No decorrer dos anos a volatilidade é grande, com o valor médio entre R\$ 99,65 (ano de 2011) a 182,61 (ano de 2010)/MWh, com oscilações por projeto de R\$ 33,55 a 259,13/MWh, sendo a média global do período (2008-2011) de R\$ 170,43/MWh, ou seja, em média 27,2% maior que o resultante do leilão.

Para o cálculo do “ICB Efetivo”, apresentado nas colunas de 5 a 9 da tabela 35, foi utilizada a equação 24.

$$\text{----- (24)}$$

Equação 24 – Cálculo do índice custo benefício efetivo

Tabela 35 – ICB resultante do leilão vs ICB efetivo

Usina termelétrica	ICB do leilão (R\$/MWh)	RF R\$ mil/a	CVU R\$/MWh	ICB efetivo 2008 (R\$/MWh)	ICB efetivo 2009 (R\$/MWh)	ICB efetivo 2010 (R\$/MWh)	ICB efetivo 2011 (R\$/MWh)	ICB efetivo 2008-2011 (R\$/MWh)
Altos	138,50	2.057	502,47	245,55	33,55	33,55	33,55	94,12
Aracati	138,50	1.963	502,47	238,10	37,34	37,34	37,34	94,70
Batutite	138,50	1.963	502,47	223,64	37,34	37,34	37,34	90,57
Campo Maior	138,50	2.057	502,47	248,30	33,55	33,55	33,55	94,91
Caucaia	138,50	2.736	502,47	232,97	39,03	39,03	39,03	94,44
Cocal	115,19	4.059	123,24	92,19	82,73	46,34	46,34	69,84
Crato	138,50	2.057	502,47	249,68	33,55	33,55	33,55	95,30
Daia	137,74	6.817	547,11	294,99	40,96	40,96	46,48	114,33
GovBrizola	131,00	199.843	127,29	281,97	136,76	259,13	154,22	215,70
Iguatu	138,50	2.736	502,47	226,94	39,03	39,03	39,03	92,72
Jaguarari	138,50	19.105	502,47	230,67	39,58	37,95	36,96	93,34
Juazeiro Norte	138,50	2.736	502,47	291,99	39,03	39,03	39,03	111,31
Marambaia	138,50	2.057	502,47	242,80	33,55	33,55	33,55	93,33
Nazaria	138,50	2.057	502,47	256,56	33,55	33,55	33,55	97,27
Pecem	138,50	2.736	502,47	219,72	39,03	39,03	39,03	90,66
PIE-RP	115,18	4.950	133,96	197,18	104,69	46,75	46,75	106,28
Xavantes	139,00	5.072	793,28	289,82	27,57	107,99	27,57	125,48
Média simples	135,30			239,00	48,87	55,16	46,48	101,03
Média ponderada	132,88			266,84	102,86	182,61	99,65	170,43

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS e EPE, 2012.

3.3.1.4 Viés contra fontes de custo variável mais barato

O quarto problema diante do uso do ICB está no discurso e aplicação do governo ao comparar os produtos, além de fazer que plantas termelétricas com custos mais baixos de investimento e alto custo variável tornem-se mais competitivas que as de baixo CVU, também fazem com que plantas termelétricas fósseis sejam artificialmente mais competitivas do que fontes renováveis, tais como a biomassa da cana-de-açúcar. Os leilões realizados entre 2005-2008 mostram evidências sobre isso.

No leilão de energia nova realizado em dezembro de 2005, foram contratados 3.286 megawatts médios, sendo que 2.278 MW médios apenas de fontes fósseis (1.391 MW médios apenas a partir de gás natural). O processo de licitação foi separado por duas tecnologias principais, hidrelétricas e termelétricas, sendo que na última, os combustíveis (gás natural, carvão, biomassa e óleo) competiam diretamente. No entanto, a sistemática do leilão permitiu certa concorrência entre as duas tecnologias principais, mesmo tendo sido negociados separadamente, isto porque o leiloeiro podia, durante o leilão, alterar a quantidade de eletricidade a ser comprada a partir de projetos de energia hidrelétrica e termelétrica.

Em relação aos valores, o preço de venda da energia elétrica máximo permitido para a fonte hidrelétrica foi de R\$ 116/MWh, enquanto que para as fontes termelétricas, o ICB foi de R\$ 139/MWh. No final, até 4.352 megawatts médios de projetos de hidrelétricas não foram

contratados (diferença de energia entre projetos habilitados para o certame e contratados), enquanto que 2.278 megawatts médios de projetos de termelétricas foram contratados pelo índice custo benefício médio de R\$ 127,6/MWh.

Em outro exemplo, no leilão de energia nova realizado em julho de 2006 (ver tabela 36; segunda e terceira colunas), mais de 1.125 megawatts médios de usinas hidrelétricas não foram negociados, enquanto que 574 megawatts médios foram contratados a partir de termelétricas a óleo.

Tabela 36 – Resultados dos leilões de 2006-2008

Leilão Fonte	Julho 2006		Outubro 2006		Julho 2007		Setembro 2008	
	H	V	H	V	H	V	H	V
Hidrelétrica	2.153	1.028	2.037	569	336	-	-	-
Biomassa	286	70	142	61	83	-	191	-
Eólica	-	-	-	-	-	-	58	-
Carvão	556	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural	3.724	10	763	200	2.002	-	272	265
Gás de processo	397	-	420	200	-	-	-	-
Óleo combustível	2.438	402	358	5	1.946	1.199	4.360	811
Óleo Diesel	1.371	172	69	69	105	105	-	-
Total	10.925	1.682	3.790	1.104	4.472	1.304	4.881	1.076

H = Projetos habilitados para os leilões, em termos de garantia física (megawatts médios).

V = energia vendida em megawatts médios.

Fonte: elaboração própria com base em dados da CCEE.

E no leilão de energia nova realizado em outubro de 2006 (ver tabela 36 – colunas quarta e quinta), a situação foi semelhante: 535 megawatts médios foram contratados a partir de usinas térmicas ao valor médio (ICB médio) de R\$ 137,44/MWh, e 569 megawatts médios a partir de usinas hidrelétricas ao preço médio de R\$ 120,86/MWh. Conforme pode ser visto na tabela 36 (colunas quatro e cinco), mais de 1.468 MWm de usinas hidrelétricas não foram contratadas, sendo a demanda suprida por projetos térmicos mais caros.

Adicionalmente, no leilão de 2007, novamente a fonte de maior custo variável foi a grande vencedora, não só deslocando outras fonte térmicas (neste caso, movidas a gás natural), mas também usinas hidrelétricas (ver tabela 36 – colunas seis e sete). Este leilão, mais uma vez, mostra parcialidade do ICB em favor das usinas de custo variável mais elevado.

Em 2008 (vide tabela 36 – colunas oito e nove) a situação se repetiu, com as fontes mais caras se tornando as vencedoras: plantas termelétricas que queimam óleo combustível venderam 811 megawatts médios, enquanto que centrais movidas a gás natural venderam apenas 265 megawatts médios, sendo ainda que nenhuma planta a biomassa ou eólica vendeu sua energia.

Assim, além do viés de competitividade entre as fontes termelétricas do ICB às de maior

custo variável, conforme diagnosticado no item anterior, há forte possibilidade de que a aplicação desta metodologia ainda desloque fontes de eletricidade mais baratas, tais como biomassa e eólica, contabilizadas como de CVU nulo, uma vez que operam na base.

3.3.1.5 Método adotado pelo leiloeiro para limitar os problemas do ICB

Sem admitir publicamente o viés da metodologia, apontado nos itens anteriores, a forma pela qual a EPE encontrou de reduzir a participação de termelétricas de maior custo variável nos leilões, foi a de proibi-las de participar. Até o leilão “A menos 3” de junho de 2006, não havia restrição ao valor do custo variável unitário, entretanto, tendo em vista a crescente contratação da fonte termelétrica a óleo, já a partir do leilão “A menos 5” de outubro de 2006, foi definido o primeiro valor teto para o CVU, limitando-o ao valor máximo do PLD corrente. Desde então, ano a ano a EPE tem reduzido o valor máximo do custo variável permitido, de 100% do PLD máximo a 14,51%, conforme demonstra tabela 37.

Esta restrição imposta pelo leiloeiro mostra sinais de desconforto com a metodologia do ICB, ou seja, nem governo tampouco agentes do mercado mostram-se satisfeitos com os resultados obtidos.

Corroborando para este entendimento de insatisfação com relação aos resultados pelo uso do ICB, em duas oportunidades, nos leilões de energia de reserva 2008 (item 3.2.7) e leilão de fontes alternativas 2010 (item 3.2.17), o governo abdicou da metodologia do ICB e propôs outras duas abordagens, o ICE (equação 14) e a PEQ (equação 16). No final, a leitura que se faz é de que nenhuma delas agradou ao governo, que acabou optando pelo caminho mais fácil de continuidade do uso do ICB com restrição do CVU.

Retomando-se a discussão do item 2.2.3, o caso brasileiro poderia se somar aos da pesquisa de Cramton e Stoft (2005), que apontam como grande fraqueza dos mercados de capacidade a pouca resposta da demanda quanto ao preço da energia.

Tabela 37 – Limite de CVU das fontes térmicas nos leilões

Leilão	Máximo Custo Variável Unitário permitido	PLD máximo	Maior CVU contratado
Leilões 2005	Ilimitado	R\$ 507,28/MWh ⁷⁶	R\$ 840,99/MWh ⁷⁷
Leilão A-3/2006	Ilimitado	R\$ 515,80/MWh ⁷⁸	R\$ 676,80/MWh ⁷⁹
Leilão A-5/2006	Até PLD máximo		
Leilões 2007	50% do PLD máximo = R\$ 267,15/MWh ⁸⁰	R\$ 534,30/MWh ⁸¹	
Leilões 2008	44% do PLD máximo = R\$ 250,61/MWh ⁸²	R\$ 569,59/MWh ⁸³	
Leilões 2009	R\$ 200/MWh ⁸⁴ (equivalente a 31,6% do PLD máximo)	R\$ 633,37/MWh ⁸⁵	Não houve contratação de UTE convencional.
Leilões 2010	R\$ 200/MWh (equivalente a 32,1% do PLD máximo)	R\$ 622,21/MWh ⁸⁶	Não houve contratação de UTE convencional.
Leilões Ago/2011	R\$ 150/MWh ⁸⁷ (equivalente a 21,8% do PLD máximo)	R\$ 689,18/MWh ⁸⁸	Não publicado
Leilão Dez/2011	R\$ 100/MWh (equivalente a 14,5% do PLD máximo)	R\$ 689,18/MWh	Não publicado

Fonte: Elaboração própria.

3.3.1.6 Outras considerações

Essa maciça presença termelétrica nos leilões de energia nova fizeram ainda emergir novo importante agente no setor de energia elétrica, a Petrobras, superando inclusive estatais mais tradicionais do setor, tais como as subsidiárias do grupo Eletrobras⁸⁹, a Cemig e a CESP. As participações da Petrobras em cada leilão são demonstradas na tabela 38.

⁷⁶ Resolução Homologatória ANEEL n.º 286, de 23 de dezembro de 2004.

⁷⁷ Vendedor: Aruanã Energia; CNPJ: 04.866.167/0001-90, empreendimento: Xavante Aruanã; combustível: óleo Diesel; produto 2008-T15; Custo combustível em Dez/05: R\$ 840,99/MWh, em Fev/09: 821,54/MWh (Fonte CCEE, disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leilões/Energia_Nova/Receita_de_Venda/CCOMB_27.02.2008.pdf>).

⁷⁸ Resolução Homologatória ANEEL n.º 267, de 19 de dezembro de 2005.

⁷⁹ Vendedor: Termomanaus; CNPJ: 06.212.748/0001-34, empreendimentos: Termomanaus e Pau Ferro I; combustível: óleo Diesel; produto 2009-T15; Custo combustível em Jun/06: R\$ 676,80/MWh, em Dez/08: 830,56/MWh (Fonte CCEE, disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leilões/Energia_Nova/Receita_de_Venda/Ccomb_atualizado_2009_2LEN.pdf>).

⁸⁰ Portaria MME n.º 43, de 1.º de março de 2007, a qual altera a redação do artigo 16 da Portaria MME n.º 328, de 29 de julho de 2005.

⁸¹ Resolução Homologatória ANEEL n.º 413, de 19 de dezembro de 2006.

⁸² Portaria MME n.º 187, de 21 de maio de 2008.

⁸³ Resolução Homologatória ANEEL n.º 597, de 18 de dezembro de 2007.

⁸⁴ Portaria MME n.º 147, de 30 de março 2009, com nova redação dada pela Portaria MME n.º 195 de 14 de maio de 2009. Nova redação reduziu o limite de R\$ 250 / MWh (texto original) para R\$ 200 / MWh.

⁸⁵ Resolução Homologatória ANEEL n.º 757, de 16 de dezembro de 2008.

⁸⁶ Resolução Homologatória ANEEL n.º 923, de 15 de dezembro de 2009.

⁸⁷ Portaria MME n.º 113, de 1º de fevereiro de 2011.

⁸⁸ Resolução Homologatória n.º 1.099, de 14 de dezembro de 2010.

⁸⁹ Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.: Criada pela Lei n.º 3890-A, de 25 de abril 1961, por meio de suas subsidiárias é a maior geradora do país. É responsável também pelo gerenciamento de diversos programas e linhas de financiamento do governo, tais como: Proinfra (incentivo às fontes alternativas); Luz para Todos (universalização do serviço); Procel (conservação de energia); PDTI (desenvolvimento tecnológico) e Projeto Ribeirinhas (geração de energia em comunidades isoladas).

Tabela 38 – Participação da Petrobras nos leilões de energia nova

Leilão	Contratação MWm	Participação
1.º leilão	1.391	42%
2.º leilão	318	19%
3.º leilão	205	19%
4.º leilão	101	8%
5.º leilão	265	11%
12.º leilão	416,4	27%
Total	2.696,4	

Fonte: Elaboração própria.

Ao final dos leilões, a Petrobras passou a ser a quarta maior empresa com potência instalada, conforme apresenta a tabela 39. Se fosse feito o ranking considerando-se a energia assegurada, a Petrobras pularia para a segunda posição, uma vez que seu parque é termelétrico, conseqüentemente, com fator de capacidade médio superior aos parques das subsidiárias do grupo Eletrobras, que apresentam matriz predominantemente hídrica.

Tabela 39 – Principais agentes de geração

Empresa	Controle	Potencia instalada (MW)
Chesf (grupo Eletrobras)	Pública	10.615
Furnas (grupo Eletrobras)	Pública	9.703
Eletronorte (grupo Eletrobras)	Pública	9.217
Petrobras	Pública	8.430
Cesp	Pública	7.455
Itaipu (grupo Eletrobras)	Pública	7.000
Tractebel	Privada	6.965
Cemig-GT	Pública	6.781
Copel-GT	Pública	4.545
AES Tietê	Privada	2.645
Duke Energy	Privada	2.151
Votorantim	Privada	2.020
Eletronuclear (grupo Eletrobras)	Pública	2.007
		79.534

Fonte: ANEEL, 2011.

3.3.2 Competitividade em leilões de hidrelétrica: energia nova vs energia velha

O segundo destaque na análise dos leilões foi o curioso resultado observado quando da comparação dos preços finais dos leilões de energia nova e existente. Entre 2004 e 2011 (horizonte de estudos de caso desta tese), foram realizados seis leilões de energia existente, nos quais foram contratados 19.886 MW médios. Desses, o principal foi o primeiro, realizado em 7 de dezembro de 2004, com a contratação de 17.008 MW médios, ao preço médio de R\$ 62,66/MWh (data base do leilão, ou R\$ 88,75/MWh na data base dez/2011).

O segundo leilão de energia existente foi realizado em 1.º de abril de 2005, que mesmo tendo oferecido dois produtos, suprimento entre 2008-2015 e 2009-2016, por problemas operacionais, o segundo produto foi retirado, havendo comercialização apenas do primeiro. Porém, seis meses mais tarde, no terceiro leilão de energia existente, esse produto foi recolocado e comercializado.

Já com volumes inferiores, nos anos de 2006 a 2011, o governo promoveu a realização de certames anuais de energia elétrica a partir de projetos existentes, com período de fornecimento de pelo menos três anos. O resumo dos resultados desses leilões é apresentado na tabela 40.

Tabela 40 – Resultados dos leilões de energia existente

Leilão	Período de fornecimento (Produto)	Prazo de fornecimento (anos)	Volume contratado (MWh)	Preço médio na data (R\$/MWh)	Preço médio em dez/2011 (R\$/MWh)
Dez/2004	2005-2012	8 anos	9.054	57,51	81,58
	2006-2013	8 anos	6.782	67,33	95,53
	2007-2014	8 anos	1.172	75,46	107,03
Abr/2005	2008-2015	8 anos	1.325	83,13	114,91
Out/2005	2006-2008	8 anos	102	62,95	85,31
	2009-2016	8 anos	1.167	94,91	127,91
Dez/2006	2007-2014	8 anos	204	104,74	136,32
2007	2008-2015	8 anos	0	-	
2008	2009-2016	8 anos	0	-	
Nov/2009	2010-2014	5 anos	83	99,14	116,94
Dez/2010	2011-2013	3 anos	97	105,00	111,83
Nov/2011	2012-2014	3 anos	195	79,99	80,39

Fonte: CCEE, 2011.

A evolução dos preços médios finais de cada produto, em função do ano de início do suprimento (ano “A”) e do ano de contratação da energia, pode ser visualizada pelas figuras 15 e 16 pelas linhas pontilhadas azuis, que após crescimento inicial do preço, mostram tendência estabilização.

E como não poderia ter sido diferente, em função das características do parque gerador nacional, os principais vendedores nesses leilões de energia existente foram os agentes geradores de economia pública, com destaque às empresas da holding estatal federal Eletrobras (compostos pelas subsidiárias Furnas, Chesf, Eletronorte) com participação de 62%. Complementando, as estatais estaduais foram responsáveis pela venda de 28% da energia, e as empresas de capital privado com os restantes 10%. Os principais projetos detidos pelos agentes de geração para comercialização nesses leilões de energia velha são apresentados na tabela 41.

Tabela 41 – Principais usinas que lastraram os contratos de energia existente (UHEs superiores a 1GW)

Projeto	Ana de outorga da concessão	Potência (MW)	Acionista
Tucuruí	1974	8.370	Eletronorte
Complexo Paulo Afonso (I-IV)	1945	3.879	CHESF
Ilha Solteira	1957	3.444	CESP
Xingó	1945	3.162	CHESF
Itumbiara	1970	2.080	Furnas
São Simão	1965	1.710	Cemig
Foz do Areia	1973	1.676	Copel
Jupia	1957	1.551	Cesp
Porto Primavera	1978	1.540	Cesp
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1945	1.479	Chesf
Itá	1995	1.450	Tractebel
Marimbondo	1967	1.440	Furnas
Salto Santiago	1998	1.420	Tractebel
Água Vermelha	1999	1.396	AES Tietê
Três Irmãos	1976	1.292	Cesp
Segredo	1979	1.260	Copel
Salto Caxias	1980	1.240	Copel
Furnas	1957	1.216	Furnas
Machadinho	1997	1.140	Consórcio privado
Emborcação	1975	1.136	Cemig
Estreito	1962	1.050	Furnas
Soma		42.931	

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2010 (Obs.: a usina hidrelétrica binacional de Itaipu não participa dos leilões, pois sua energia elétrica é compulsoriamente destinada às distribuidoras, a preços regulados pela ANEEL).

Pelas informações apresentadas na tabela 41, constata-se que os principais projetos que lastrearam a energia elétrica comercializada nos leilões de energia existente são hidrelétricas antigas, muitas já amortizadas contabilmente, em outras palavras, com substanciais custos afundados. Na visão de Cramton e Stoft (2007, p.8), conforme destacado no item 2.1.5, essa situação propicia forte incentivo para que geradores existentes exerçam poder de mercado.

Já com relação aos leilões para contratação de energia nova com participação de projetos de usinas hidrelétricas, foram realizados 12, sem que todos tivessem sucesso na comercialização de energia a partir dessa fonte. Adicionalmente, foram realizados outros três leilões específicos para a contratação da energia hidrelétrica proveniente de três megaprojetos da região Norte: UHE Santo Antonio, UHE Jirau e UHE Belo Monte.

Ao total, foram contratados, entre 2004 e 2011, 10.616 MW médios de energia de projetos hidrelétricos a serem construídos, com início de suprimento até 2016, conforme números apresentados na tabela 42. A mesma mostra ainda que, nos dois primeiros anos do modelo do setor elétrico, as energias hidrelétricas foram contratadas aos preços médios atualizados de R\$ 153,16 e 158,22/MWh, e, passados cinco anos, os três leilões realizados em 2010 contrataram energia a partir dessa fonte ao preço médio ponderado de R\$ 84,01/MWh, ou seja, desde o

primeiro leilão de projeto estruturante (UHE Santo Antonio, em 2007), a cada certame tem sido verificada tendência a contratação de energia a preço inferior ao anterior, conforme ilustram as curvas vermelhas contínuas das figuras 15 e 16.

Tabela 42 – Resumo dos resultados dos leilões de energia nova (produto hidro)

Leilão	Início de suprimento (Produto)	Volume hidrelétrico contratado (MWm)	Preço médio em dez/2011 (R\$/MWh)
A-5/2005	2008	70	143,15
	2009	45	153,10
	2010	853	153,99
A-3/2006	2009	961	164,74
A-5/2006	2011	569	147,20
A-5/2007	2012	715	162,31
UHE Santo Antonio/2007	2012	1.552,6	98,10
A-5/2008	2013	121	117,53
UHE Jirau/2009	2014	1.382,7	82,02
A-5/2010-I	2015	288	100,55
UHE Belo Monte/2010	2015	3.199,7	85,52
A-5/2010-II	2015	778	71,68
A-5/2011	2016	81,8	91,20

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2011.

Analisando-se os principais investidores dos projetos hidrelétricos que comercializaram energia nos leilões de energia nova do ACR, percebe-se que, embora agentes estatais tradicionais mantenham participação ativa, investidores privados tem concorrido com sucesso, aumentando a competição e diluindo a concentração de produtores, conforme pode ser visualizado na tabela 43.

Tabela 43 – Maiores vendedores dos leilões de energia nova - fonte hidrelétrica

Empresa	Controle	Participação
Tractebel	Privado	18,9%
CHESF (subsidiária da Eletrobras)	Estatual federal	9,9%
CESP	Estatual estadual	8,6%
ELETRONORTE (subsidiária da Eletrobras)	Estatual federal	8,0%
FURNAS (subsidiária da Eletrobras)	Estatual federal	7,0%
CEMIG-GT	Estatual estadual	4,0%
ELETROSUL (subsidiária da Eletrobras)	Estatual federal	3,9%
NEOENERGIA	Privado	3,8%
BOLZANO	Privado	3,1%
PETROS	Privado	3,1%
GAIA	Privado	2,8%
EDP	Privado	2,5%
FOZ ENERGIA	Privado	2,4%
BAESA	Privado	1,9%
FIP BANIF SANTANDER	Privado	1,8%
ODEBRECHT	Privado	1,7%
Demais	Privado	16,4%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2011.

Comparando-se os dados das tabelas 41 e 43, verifica-se alteração no perfil global dos geradores, enquanto que nos leilões de energia velha, as estatais federais e estaduais

representaram 90% da energia comercializada, nos leilões de energia nova essa participação cai para 41,5%, ou seja, a participação do capital privado salta de 10% para 58,5%, já que, desde a primeira reforma do setor elétrico (RE-SEB) empresas de capital privado e público podem competir livremente pela outorga de concessões de aproveitamentos hidrelétricos.

Em resumo, ao comparar os resultados dos leilões de energia velha aos leilões de novos projetos, enquanto que os primeiros, que em geral representam usinas em operação há pelo menos 30 anos (ou seja, com financiamento a princípio quitado, e ativo amortizado) têm apresentado tendência de elevação de preços, os leilões de energia nova têm apresentado comportamento de preços decrescente, conforme ilustram as figuras 15 e 16. Na primeira comparam-se os preços praticados nos certames em função do ano de início de suprimento, já na segunda, o comportamento de preços em função do ano de contratação.

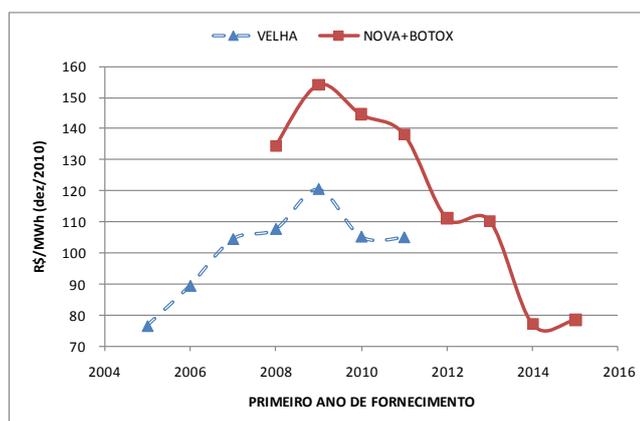


Figura 15 – Evolução dos preços médios nos leilões de energia nova e velha, por ano de início de suprimento

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2010.

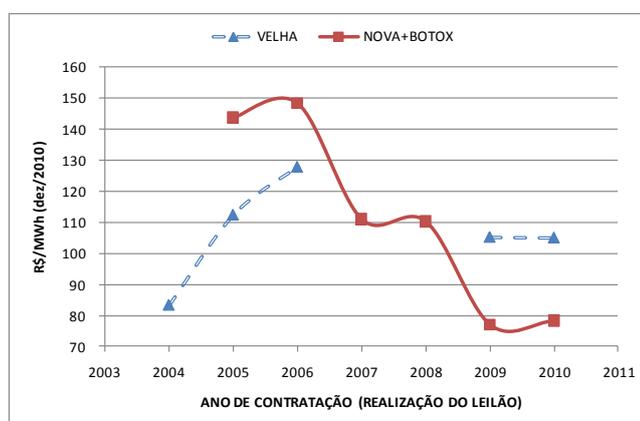


Figura 16 – Evolução dos preços médios nos leilões de energia nova e velha, por ano de contratação (realização do leilão)

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE, 2010.

Observa-se que, em ambas as figuras, as curvas mostram comportamentos diferentes, com os

projetos a serem construídos sendo contratados com tendência de preços inferiores à de usinas já em operação comercial.

Importante mencionar que a mesma sistemática de leilão anglo-holandês de relógio descendente é aplicada para novos ou velhos projetos. Entretanto, os resultados apresentados induzem a estranha conclusão de que projetos que ainda serão construídos custam menos do que projetos já em operação.

A principal diferença que existe entre os dois modelos de leilões não está em sua sistemática, mas sim na quantidade e natureza dos jogadores, enquanto que as usinas existentes, conforme mostrou a tabela 41, estão concentradas em poder de uma estatal federal (62% da energia contratada) e quatro estatais estaduais com (28% da energia contratada), os novos empreendimentos estão mais diluídos entre produtores, como mostrado na tabela 43, inclusive com participação de investidor de capital não nacional.

Dado este contexto, com o objetivo de melhor verificar se há comportamento de preços distintos entre os valores alcançados nos leilões de energia nova e nos leilões de energia existente, fora feita análise de regressão sob variáveis dummies, conforme modelo dado pela equação 25.

$$\text{“PREÇO} = C + \text{Ano} + \text{Energia} + \text{Proprietário} + \text{Tipo} + \text{AnoEntrega} + \text{NP} + \varepsilon \quad (25)$$

Equação 25 – Análise de regressão do PREÇO nos leilões de energia nova e existente

onde o “PREÇO” é a variável dependente, preço final de comercialização de energia elétrica; “Ano” é a referência de ano em que o leilão foi realizado, desde a instituição do marco institucional vigente, ou seja, “2003” foi adotado como ano “1”, 2004 como ano “2” e assim por diante; “Energia” é o volume de eletricidade comercializado, em megawatts médios; “Proprietário” é uma variável dummy que assume valor de “1” para indicar propriedade de capital majoritariamente privado e valor “0” para indicar projeto de empresa de capital público; “Tipo” é uma variável dummy que assume valor de “1” para indicar novas usinas e valor “0” para indicar projetos de energia existente; “AnoEntrega” é a variável que indica quantos anos decorrem-se até o início de suprimento, variando de 1 a 5 anos, dependente do produto e leilão; “NP” é a variável que indica o número de participantes (vendedores) em cada leilão, e “ε” é a variável de erro.

A análise dos 115 projetos negociados entre 2004 e 2011, mostra que o valor de t-estatístico é

estatisticamente significativa, rejeitando a hipótese nula de que não há diferenciação entre os leilões, conforme equação de regressão 26.

Preço=	C +	Ano +	Energia +	Proprietário	+ Tipo +	AnoEntrega	+ NP	(26)
Coefficiente	117,5712	-4,493803	-0,016830	-7,765562	39,93728	2,472454	-0.547279	
Erro padrão (MMQ)	7,287364	1,338323	0,002806	3,428121	5,056486	1,544195	0.304061	
t-estatístico (MMQ)	16,13357	-3,357786	-5,997884	-2,265253	7,898228	1,601128	-1.799902	
Prob. (MMQ)	0,0000	0,0011	0,0000	0,0255	0,0000	0,1123	0.0747	
Erro padrão (White)	9,594625	1,924368	0,003545	3,257857	4,544825	1,565750	0.367229	
t-estatístico (White)	12,25386	-2,335210	-4,747516	-2,383641	8,787417	1,579087	-1.490293	
Prob. (White)	0,0000	0,0214	0,0000	0,0189	0,0000	0,1172	0.1391	
R-quadrado:	0,644551							
R-quadrado ajustado:		0,624803						

Equação 26 – Análise de regressão do preço das usinas hidrelétricas nos leilões

Entretanto, até o ano de 2007 foi permitido que projetos de usinas hidrelétricas outorgadas no âmbito do modelo do setor elétrico anterior a 2004 (modelo RE-SEB), no qual o critério de decisão para determinar o direito à outorga de concessão era aquele que pagasse maior encargo do uso do bem público (UBP) ao governo federal, participassem dos leilões de energia nova (empreendimentos enquadrados nos termos do art. 17 da Lei n.º 10.848/2004, também conhecidos por usinas “botox”).

E, a fim de compensar esses elevados pagamentos pelo UBP (em vários projetos este valor é superior a R\$ 30/MWh), o Governo Brasileiro definiu regra de transição na qual, resumidamente, as usinas hidrelétricas “botox” puderam ofertar sua energia nos leilões de novos empreendimentos, sem considerar este pagamento, sendo que parte desse valor, foi adicionado ao preço final de comercialização da energia elétrica, desde que a soma não ultrapasse o custo de contratação de usinas termelétricas (custo marginal em cada um dos leilões). Como resultado, a energia vendida por esses projetos alcançou valores maiores do que a de projetos hidrelétricos novos licenciados pós-2004.

Desta forma, os resultados dos leilões realizados entre 2004 e 2007 foram fortemente influenciados por esses projetos, já que representaram mais de 74% dos contratos negociados, e, assim, elevando os preços desses leilões (REGO, 2007, p.142).

Posto isso, a figura 17 mostra os preços finais de comercialização dos leilões de energia hidrelétrica nova e velha agrupadas em três perfis: a esfera azul refere-se a projetos licenciados durante a primeira reforma, mas que venderam sua energia elétrica nos leilões de energia nova entre 2005 e 2007 (UHE “Botox”). A esfera vermelha refere-se à energia de

novos projetos, ou seja, que foram licenciados durante o período de segunda reforma – pós-2004 (UHE Nova), enquanto que a esfera roxa refere-se a projetos de energia velha (UHE Velha, únicos que já estavam em operação comercial – a maioria deles listados na tabela 41). Para os três grupos, o eixo vertical indica o preço médio de comercialização da eletricidade e o eixo horizontal indica a quantidade total vendida (em megawatts médios). O diâmetro da esfera é o desvio padrão dos preços de comercialização de cada grupo.

É de fácil visualização, pela leitura da figura 17, que, desconsiderando-se os resultados das usinas “botox”, os preços de comercialização da energia nova e velha são muito próximos.

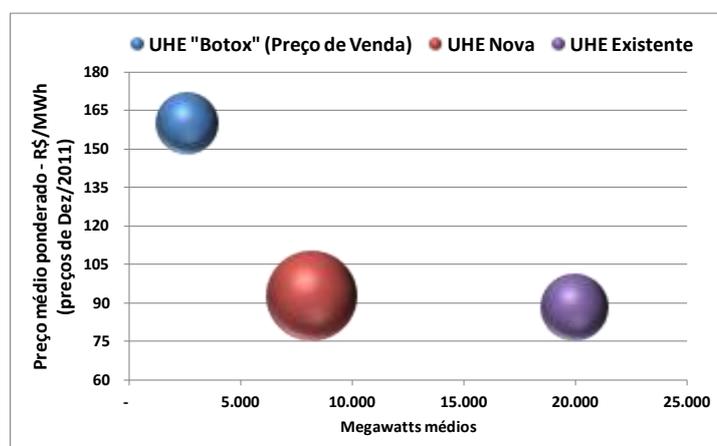


Figura 17 – Resultados de venda de energia da fonte UHE, em leilões de Energia Nova e Velha.

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, 2011.

A fim de verificar a afirmação do parágrafo anterior, foi feita uma análise de regressão desconsiderando-se as usinas “botox”. Utilizando-se o mesmo modelo dado pela equação 26, a análise dos 72 lances de projetos negociados mostra que o valor de t-estatístico não seja estatisticamente significativo, ou seja, não se rejeita a hipótese nula de que não há diferenciação entre os leilões, conforme equação de regressão 27.

	C +	Ano+	Energia +	Proprietário	+ Tipo +	AnoEntrega	+ NP	(27)
Preço=								
Coefficiente	120,0578	-4,693075	-0,013286	-10,10118	9,383205	7,913041	-1,537611	
Erro padrão (MMQ)	8,485496	1,306027	0,002630	3,716719	6,830991	1,770274	0,410325	
t-estatístico (MMQ)	14,14859	-3,593398	-5,051174	-2,717768	1,373623	4,469953	-3,747302	
Prob. (MMQ)	0,0000	0,0006	0,0000	0,0081	0,1736	0,0000	0,0003	
Erro padrão (White)	11,90054	1,703056	0,003501	3,526056	6,092139	1,534984	0,637908	
t-estatístico (White)	10,08843	-2,755678	-3,795183	-2,864725	1,540215	5,155128	-2,410397	
Prob. (White)	0,0000	0,0073	0,0003	0,0054	0,1277	0,0000	0,0184	
R-quadrado:	0,576973							
R- quadrado ajustado:		0,543576						

Equação 27 – Análise de regressão do preço sem as usinas “botox”

Ou seja, os preços alcançados pelos leilões de energia nova não são estatisticamente diferentes dos preços praticados nos leilões de energia velha, sendo que de um lado, há projetos a serem construídos e, do outro, projetos já em operação comercial.

Entretanto, o princípio para separar os leilões era evitar a competição entre empreendimentos já em operação e pertencentes em sua maioria a estatal federal Eletrobras e suas subsidiárias, com projetos a serem construídos (necessidade de capital intensivo), porque se esperava que os preços de venda da energia elétrica poderiam ser bem diferentes, com os projetos de energia velha a preços bem inferiores ao da energia nova. Assim, entendia-se que, em caso de competição conjunta, se o leilão tendesse ao valor de empreendimentos existentes inviabilizaria, economicamente, a expansão da capacidade instalada, por outro lado, se tendesse ao custo marginal de expansão, representaria elevação do excedente do produtor já instalado.

Só que, em função dos resultados apresentados, induz-se que os leilões de energia existente não têm conseguido evitar o poder de mercado, em segmento, que, embora pela legislação seja de livre competição, guarda por seu próprio histórico, acentuada concentração de mercado em poder das subsidiárias da estatal federal Eletrobras e de algumas estatais estaduais, com mais de 70% da capacidade instalada nacional (os principais agentes de geração, por potência instalada no Brasil, foram apresentados na tabela 39).

Colaborando para a discussão sobre a separação dos leilões entre energia nova e existente, recorreu-se a Harris (2006, p.450) que afirma que, para plantas que operam na base, na maioria das estruturas de custos, a estratégia dominante para a nova usina (custo fixo mais elevado devido ao reembolso do capital e baixo custo variável por ser mais eficiente do que centrais antigas) é antecipar-se à usina de energia existente (custo marginal mais alto por possuir equipamentos de tecnologia menos recente). O autor também afirma que novas plantas tem uma vantagem de ordem de mérito, mesmo que os custos totais sejam os mesmos de planta já existente, e ainda maior se for de propriedade de um produtor independente de energia em vez de um grande agente histórico.

Por fim, esses resultados fazem emergir a discussão quanto a continuidade de realização de leilões separados para energias nova e existente. Trata-se de um tema controverso na literatura de projeto e implementação de política energética, e o caso brasileiro é diferente do encontrado em outros países; de acordo com Maurer e Barroso (2011, p.105), na Colômbia,

Chile, Panamá, Peru, PJM (EUA) e Nova Inglaterra (EUA), as energias nova e velha concorrem no mesmo leilão.

Posto isso, de forma a se minimizar o poder de mercado da Eletrobras no leilão de energia velha, será proposto nos itens 4.6 e 4.5 a condução conjunta dos leilões de energia nova e velha, o que permitirá a menor concentração dos vendedores.

3.3.3 Considerações sobre a sistemática dos leilões de energia nova

Após a revisão bibliográfica e a análise dos leilões, entende-se que o modelo de leilão anglo-holandês de relógio descendente para a comercialização da energia elétrica é adequado e eficiente economicamente. De forma a confirmar esse entendimento, principalmente no que se refere à eficácia da segunda parte do leilão – o lance discriminatório, questionada por Binmore *et al.* (2004), conforme descrito no item 3.3 –, serão analisados os resultados dos leilões de comercialização conduzidos até 2011.

Tendo-se em vista o objetivo de checar se a etapa discriminatória atende seu propósito de reduzir o preço final do leilão ao máximo possível, vale lembrar que, a segunda etapa do leilão inicia-se quando a oferta de energia elétrica for inferior a “Oferta de Referência” – energia de fechamento da primeira etapa, entretanto, como o leiloeiro não quer correr o risco de que a oferta dos proponentes vendedores da última rodada da primeira etapa seja inclusive inferior a real necessidade de contratação de energia, todos os proponentes vendedores participantes da penúltima rodada da etapa uniforme são chamados para a segunda etapa do leilão. Com isso, o preço-teto de início da segunda etapa refere-se ao preço de fechamento da primeira etapa mais um decremento, de forma a retomar ao preço da penúltima rodada.

Dos leilões realizados, há informação pública dos valores em cada etapa nos casos listados na tabela 44. Com base nesses preços e na regra de convocação para a fase discriminatória, assume-se a premissa de que, se os preços finais de contratação forem inferiores ao preço de fechamento da primeira fase, pode-se inferir que a fase discriminatória do leilão cumpre seu papel de redução dos preços de contratação, reduzindo, inclusive, o excedente do produtor com a discriminação dos valores.

Tabela 44 – Preços dos leilões de energia nova em R\$/MWh

Leilão	Produto	Preço-teto	Preço de fechamento da etapa uniforme	Preço-teto discriminatória	Preço marginal	Preço médio	Menor preço	Deságio Médio do leilão	Deságio Médio segunda etapa
1º Velha	2005-08	80,00	62,10	62,10	62,10	57,51	51,73		
1º Velha	2006-08t	86,00	71,00	71,00	69,98	67,33	60,35		
1º Velha	2007-08	93,00	77,70	77,70	77,70	75,46	66,05		
2º Velha	2008-08	99,00	83,50	83,50	83,50	83,13	78,50		
3º Velha	2006-03	73,00	63,80	64,30	63,89	62,95	62,76		
4º Velha	2009-08	96,00	96,00	96,00	96,00	94,91	91,80		
5º Velha	2007-08	105,00	105,00	105,00	105,00	104,74	100,00		
6º Velha	2008		S/negócio						
7º Velha	2009		S/negócio						
8º Velha	2010	100,00		99,50	99,50	99,14	99,00		
9º Velha	2011		S/negócio						
10º Velha	2012	82,00			80,00	79,99	79,75		
3º Nova	Termo	140,00	137,70	138,00	138,00	137,44	134,99	1,8%	0,2%
3º Nova	Hidro	125,00	112,95	113,15	113,15	112,58	104,80	9,9%	0,3%
LFA-07	Biomassa	140,00	138,91	139,12	139,12	138,85	138,50	0,8%	0,0%
LFA-07	PCH	135,00	134,75	135,00	135,00	134,99	137,97	0,0%	-0,2%
4º Nova	Termo	140,00	135,93	136,08	136,00	134,67	132,80	3,8%	0,9%
5º Nova	Termo	141,00	131,56	131,71	131,49	128,37	125,95	9,0%	2,4%
5º Nova	Hidro	126,00	125,75	126,00	126,00	123,95	115,00	1,6%	1,4%
6º Nova	Termo	150,00	131,19	131,44	131,44	128,42	125,35	14,4%	2,1%
7º Nova	Termo	146,00	145,00	146,00	146,00	145,23	140,00	0,5%	-0,2%
7º Nova	Hidro	123,00	98,00	99,00	99,00	99,00	99,00	19,5%	-1,0%
8º Nova	Termo	146,00	144,50	145,00	144,60	144,60	144,60	1,0%	-0,1%
8º Nova	Hidro	144,00	143,75	144,00	144,00	144,00	144,00	0,0%	-0,2%
LER-08	Biomassa	157,00	156,80	157,00	157,00	156,86	156,49	0,1%	0,0%
LER-08	Biomassa	157,00	155,85	156,04	156,04	154,71	148,69	1,5%	0,7%
LER-09	Eólica	189,00	154,73	155,15	153,07	148,33	131,00	21,5%	4,1%
LER-10	Eólica	167,00	126,50	127,25	126,19	122,69	120,92	26,5%	3,0%
LER-10	Biomassa	156,00	153,75	154,50	154,40	154,18	144,00	1,2%	-0,1%
LER-10	Biomassa	156,00	145,75	146,50	145,48	145,37	145,00	6,8%	0,4%
LER-10	Biomassa	156,00	134,25	135,00	134,90	134,47	133,50	13,8%	-0,2%
LER-10	PCH	155,00	132,50	133,25	133,25	130,73	129,93	15,7%	1,3%
LFA-10	Eólica/Biomassa	167,00	138,75	139,50	137,99	134,52	130,43	19,4%	2,5%
LFA-10	PCH	155,00	148,25	149,00	148,39	146,47	144,50	5,5%	1,4%
12º Nova	Eólica/Biomassa/Gás Natural	139,00	104,50	105,00	104,75	102,07	96,39	26,6%	2,8%
12º Nova	Hidro	139,00	101,78	103,11	102,00	102,00	102,00		1,1%
LER-11	Eólica/Biomassa	146,00	102,37	103,07	101,99	99,61	95,00	31,8%	3,4%
13º Nova	Eólica/Biomassa	112,00	109,50	110,00	109,40	105,02	95,00	6,2%	4,5%
Média			100%	100,28%	100,05%	98,77%	95,63%		

Fonte: Elaboração própria, com dados da CCEE, 2011.

Pela análise dos 31 produtos negociados, em apenas oito deles, o preço médio final do leilão foi maior que o preço de equilíbrio da etapa uniforme, e em outros 23 casos, o preço médio final dos contratos foi inferior. Considerando-se todos os leilões, o preço médio final é, em média, 0,23 pontos percentuais (100% – 98,77%; última linha, sétima coluna da tabela 44) inferior ao preço de equilíbrio da primeira etapa, com erro padrão de 0,328%, e, em alguns casos, como o leilão de reserva 2009 (LER-09), o preço final foi inferior com 4,1 pontos percentuais (1 – 148,33/154,73).

O teste t-estatístico, observado do preço médio final dos produtos, é de 3,74, ao passo que o valor crítico do t-estatístico unicaudal com 30 graus de liberdade e nível de significância de 0,1% é de 3,385. Portanto, o teste rejeita a hipótese nula (H_0 : preço médio = 0, H_1 : preço

médio > 0), ou seja, a diferença entre os preços: médio de fechamento da primeira fase, e oferta da fase discriminatória é estatisticamente diferente de zero e positivo na média.

Aprimorando-se a análise, em vez de trabalhar com os resultados médios dos leilões, mas recorrendo-se aos dados primários, ou seja, cada lance vencedor de todos os leilões listados na tabela 44, tem-se 424 propostas vencedoras. Destas, somente em 74 (17,45%) o preço final foi maior do que o preço de fechamento da primeira fase. Em média, o preço final foi 3,06% inferior ao preço da primeira fase com erro padrão de 0,26%. O t-estatístico observado é de 11,949, enquanto que, o valor do t-crítico unicaudal com mais de 120 graus de liberdade e nível de significância de 0,1% é 3,090. Portanto, a diferença entre os preços de fechamento da primeira fase para o lance discriminatório é estatisticamente diferente de zero e positivo, na média. Em resumo, os resultados dessas duas análises do t-estatístico mostram que a fase discriminatória cumpre sua função de reduzir os preços.

O menor preço é ainda, em média, 4,37% (100% – 95,63%; coluna 8, última linha da tabela 44) inferior ao preço de fechamento da fase uniforme, o que induz à avaliação de que a fase discriminatória reduz o excedente do produtor. Para tanto, foi feita a curva de oferta dos 424 lances primários vencedores da fase discriminatória, conforme mostrado na figura 18, em que se adotou como 100% o preço de equilíbrio da primeira fase, e para a construção da curva, cada lance vencedor foi dividido pelo preço de fechamento da primeira fase. Esta é a razão pela qual, no eixo vertical os valores são percentuais. De posse desses dados, a redução do excedente do produtor com propostas discriminatórias entre todos os leilões é calculada em R\$ 1,39 bilhão por ano.

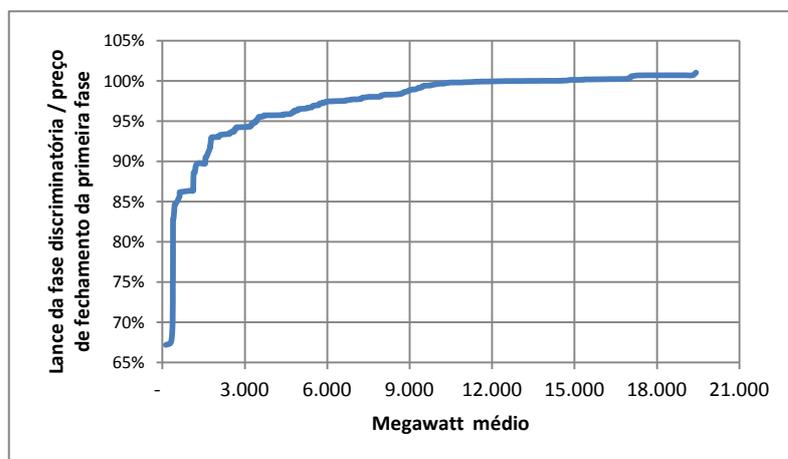


Figura 18 – Curva de oferta da fase discriminatória dos 424 lances vencedores

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CCEE, 2012.

Destaca-se ainda que os leilões que apresentaram os maiores deságios na etapa de envelope fechado são também os leilões em que houve o maior deságio global (ou seja, maior diferença do preço médio de contratação para o preço teto inicial do leilão). Por exemplo, observa-se na tabela 44 que o maior deságio médio da etapa discriminatória ocorreu no LER-09, conforme já citado, de 4,1% ($1 - 148,33/154,73$) e esse leilão foi o de segundo maior deságio global, com valor médio de 21,5% ($1 - 148,33/189,00$). Os outros dois maiores deságios da etapa discriminatória, registrados nos leilões LER-10-Eólica e LFA-10-Eólica, foram em leilões cujo deságio total médio foi de 26,5% ($1 - 122,69/167,00$) e 19,5% ($1 - 134,52/167,00$). O próximo item irá melhor discutir a política de adoção de preços-tetos.

3.3.4 Adoção de preço-teto adequado

Em função dos resultados dos leilões de contratação de energia elétrica no âmbito do ambiente de contratação regulada, verificou-se que aqueles que adotaram preços-tetos (preço de reserva) reduzidos, os resultados foram de postergação ou, mesmo, de inviabilização de alguns empreendimentos. Por exemplo, no primeiro leilão de novos empreendimentos, realizado em 2005 (vide item 3.2.1), o preço-teto de R\$ 116,00/MWh estipulado para projetos hidrelétricos não permitiu a viabilidade econômica de até 4.352 megawatts médios (diferença entre a energia habilitada e contratada) dessa fonte. Por outro lado, 2.278 megawatts médios de projetos termelétricos (que utilizam como combustível biomassa, carvão, gás natural e óleo) foram contratados ao valor médio (índice custo benefício) de R\$ 127,60/MWh.

Ou seja, a adoção de inadequados preços-tetos às fontes levou a ineficiência econômica, uma vez que houve sobreoferta hidrelétrica não contratada, com o mercado atendido por novos empreendimentos termelétricos ao valor médio de R\$ 11,60/MWh superior ao máximo permitido para a compra da fonte renovável.

Outro exemplo ocorreu no terceiro leilão de contratação de energia nova, realizado em 2006 (vide item 3.2.3), quando foram contratados 535 MWm de fonte termelétrica ao valor (ICB) médio de R\$ 137,44/MWh, e 569 MWm de fonte hidrelétrica ao preço médio de R\$ 120,86/MWh. Entretanto, o caso mais interessante desse leilão foi o do projeto da hidrelétrica de Barra do Pomba (80 MW e 53 MWm), a qual não pode ofertar sua energia, já que seu custo indicativo de viabilidade, calculado pelo próprio leiloeiro, era de R\$ 125,41/MWh, enquanto que o preço-teto estipulado para a fonte hídrica fora de R\$ 125,00/MWh.

Sendo que, em vez de deixar o mercado encontrar o preço de equilíbrio deste projeto, o

governo entendeu ser mais correto não ofertá-lo. Dessa forma, foram contratados 535 megawatts médios de projetos termelétricos ao valor médio (ICB) R\$ 12,44/MWh superior ao teto permitido à fonte renovável, ou seja, mais uma demonstração de como inadequados preços-tetos podem levar o consumidor a pagar mais caro pela energia.

Esse fato voltou a se repetir no quarto leilão de novos projetos (item 3.2.5 desta), realizado em julho de 2007, no qual 3.407 megawatts de projetos hidrelétricos foram cadastrados no leilão, e, após a divulgação do preço-teto de R\$ 125,00/MWh, apenas três projetos (representando 442 MW) depositaram garantia de lance, sendo que nenhum deles deu lance para venda de energia. Já ao ICB-teto de R\$ 140/MWh e valor médio de comercialização de R\$ 134,7/MWh foram contratados 1.318 megawatts médios de fonte termelétrica. Essa sistemática ineficiência dos leilões só poderia ser compreendida em caso de declarada preferência do leiloeiro pela tecnologia térmica.

Caso pior ocorrera no primeiro leilão de fontes alternativas, realizado em junho de 2007 (vide 3.2.4), mais do que a frustração de uma fonte, foi a do evento inteiro, resultante da adoção de baixo preço-teto. Apenas 6% (46 MWm) da energia cadastrada de projetos de pequenas centrais hidrelétrica foi comercializada. A análise global das fontes mostra que isso ocorreu antes da comunicação dos preços máximos, 1.300 MWm (2.785 MW) a partir de biomassa e projetos de PCH haviam sido registrados, mas com comercialização final de 186 MWm.

A inviabilidade das PCHs nesse primeiro leilão de fonte alternativa não foi pontual, tem se verificado ao longo de todos os leilões do ACR, dado os preços-tetos estipulados. Comparando-se o preço máximo estabelecido para as PCHs nos leilões que lhe foi permitida participação, com valor definido no âmbito do PROINFA⁹⁰, pode-se entender o porquê da frustração das PCHs com os leilões e o sucesso com a chamada pública. A figura 19 apresenta, nas barras verticais, as quantidades de energia (valores em megawatts médios) comercializadas em cada evento, enquanto que a linha apresenta os valores dos preços-teto corrigidos para a mesma data-base.

⁹⁰ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei n. 10.438/2002, cujo objetivo era aumentar a participação de energia elétrica com base em fontes de origem eólica, de pequenas centrais hidrelétricas e de biomassa, no sistema interligado nacional.

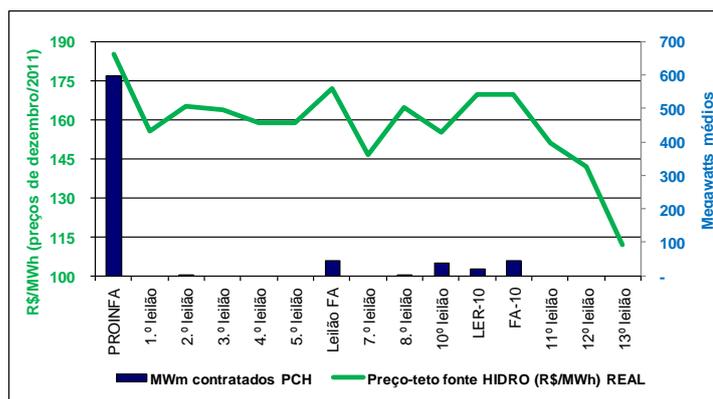


Figura 19 – PCH: energia contratada (MWm), preços-teto (R\$/MWh)

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2011 e CCEE, 2011.

Comparando-se os resultados da chamada pública do PROINFA com os leilões do ACR, é possível constatar que, quando da adoção de preço adequado não há frustração de contratação: o valor do contrato do PROINFA (R\$ 185,00/MWh, em dezembro de 2011) foi apenas 11% superior à média dos preços-tetos dos leilões do ACR (R\$ 157/MWh, mesma data-base), porém, contratou 281% mais energia do que os 14 leilões somados.

Ao mesmo tempo em que praticava política de preços-tetos inadequados para as PCHs, o governo aceitava centrais térmicas a valores superiores, como bem demonstra a figura 20, cujas barras verticais pretas indicam as quantidades de energia (megawatts médios) contratadas a partir de fontes termelétricas em cada leilão (marcados pela data do evento) e as verticais azuis indicam as quantidades de energia contratadas a partir de PCHs. Quanto aos preços, a linha pontilhada apresenta os preços-tetos (valores correntes) estipulados para a fonte hidrelétrica, enquanto que a linha preta continua a apresentar os valores médios de comercialização das fontes termelétricas.

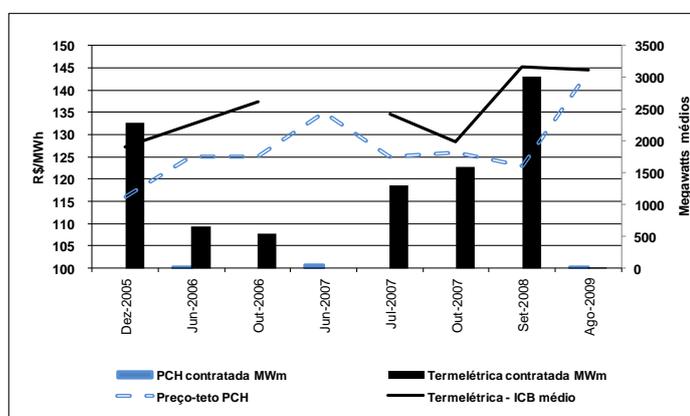


Figura 20 – PCHs e térmicas a óleo: energia contratada (MWm), e preço (R\$/MWh)

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2011 e CCEE, 2011.

Ou seja, a partir da leitura da figura 20 é clara a visualização de que as termelétricas foram contratadas a valores médios superiores ao preço-teto de PCHs, que pode ser interpretada como política de preferência tecnológica na matriz.

O exemplo não se aplica somente às PCHs, a fonte biomassa, essencialmente do bagaço da cana-de-açúcar permite considerações semelhantes. A partir de gráfico semelhante ao feito para a fonte hídrica, a figura 21 mostra a evolução do volume comercializado de biomassa (barras verticais), os preços-tetos (linha cheia) e os preços-médios de comercialização (linha pontilhada), ambos na mesma data-base de dezembro de 2011.

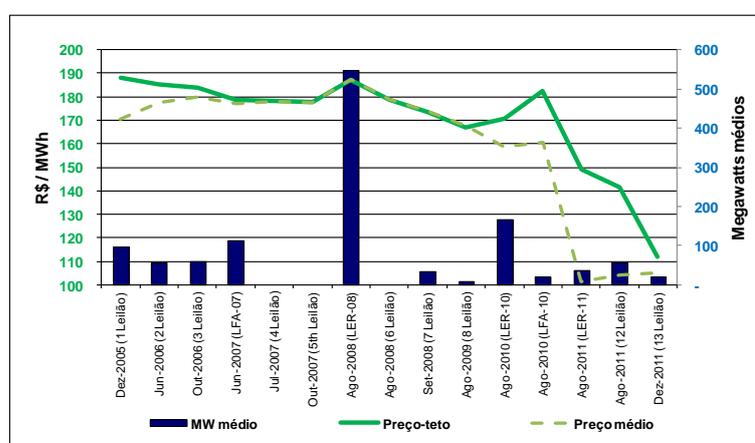


Figura 21 – Biomassa: energia contratada (MWm), preços-teto e preços-médios (R\$/MWh; atualizados pelo IPCA)

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2011 e CCEE, 2011.

Pela leitura da figura 21, verifica-se que, passados os primeiros anos de aprendizado do setor sucroalcooleiro com relação ao setor elétrico, a contratação mais significativa ocorreu no primeiro leilão de energia de reserva, realizado em 2008 (vide item 3.2.8), justamente quando do melhor preço de comercialização.

As reduções de preço-teto, a partir desse certame, só fizeram os empreendedores diminuir interesse em comercializar a energia elétrica no ambiente regulado, levando a frustrações de contratação nos leilões seguintes. Por exemplo, nos leilões de energia de reserva e fontes alternativas, realizados em 2010, as fontes biomassa e PCH registraram 3.706 MW e 255 MW respectivamente. Considerando toda a energia comercializada, essas duas fontes não atingem 23% da contratação de eólica nos mesmos certames, com 190 e 70 megawatts médios, respectivamente.

Além de (des)privilegiar algumas fontes, o estabelecimento de preços-tetos inadequados pode levar à redução da competitividade nos leilões, pelo redução da quantidade de interessados em

participar. A tabela 45 mostra a quantidade de vendedores interessados em determinados leilões, antes e após a divulgação dos valores máximos. Esse comparativo pode ser feito nos primeiros anos de realização dos leilões, quando o governo divulgava os habilitados e quem depositava a garantia de participação após a divulgação dos preços-tetos. Assim, na segunda coluna (projetos tecnicamente qualificados), é apresentada a quantidade de energia (megawatts médios) qualificada para o leilão, ou seja, projetos do ponto de vista técnico e ambiental de acordo com os requisitos da EPE, quando o preço máximo do leilão ainda não se torna público. Já a terceira coluna da tabela mostra a quantidade de energia a partir de projetos que depositaram garantia de participação, o que acontece após o anúncio do preço-teto e, na coluna seguinte, a quantidade de energia contratada.

Tabela 45 – Oferta de eletricidade nos leilões de energia nova

	MW médios	Tecnicamente qualificados	Depositaram garantia financeira	Comercializado	Depósito garantia ÷ Tecnicamente Qualificado
2º leilão produto Termo (Jun.2006)		7.226		654	
2º leilão produto Hidro (Jun.2006)		2.049		1.028	
3º leilão produto Termo (Out.2006)		3.730	1.753	535	47%
3º leilão produto Hidro (Out.2006)		5.283	2.037	569	39%
1º LFA produto Termo (Jun.2007)		362	298	140	82%
1º LFA produto Hidro (Jun.2007)		522	198	83	38%
4º leilão produto Termo (Jul.2007)		8.212	4.394	1.304	54%
4º leilão produto Termo (Jul.2007)		8.065		1.597	
4º leilão produto Hidro (Jul.2007)		819		715	
6º leilão produto Termo (Ago.2008)		9.240	4.972	1.935	54%
7º leilão produto Termo (Set.2008)		14.764	8.332	5.213	56%
7º leilão produto Hidro (Set.2008)		178	173	121	97%
1º LER biomassa (Ago.2008)		2.067	1.166	548	56%
Soma total		62.517	23.323	14.442	37%
Soma com informação completa		44.358	23.323	10.448	53%

Fonte: EPE, 2011 e CCEE, 2011.

Por exemplo, no terceiro leilão de contratação de energia nova, realizado em 2006 (item 3.2.3), inicialmente foram cadastrados 107 projetos de todas as fontes, representando 19.177 MW de capacidade, ou 9.013 MW médios de energia, sendo que, quando da publicação do preço-teto, R\$ 140/MWh para a fonte termelétrica e R\$ 125/MWh para a fonte hidrelétrica, a oferta firme (que depositou garantia de lance) de energia foi reduzida a 3.596 MWm. Uma indicação de que o preço-teto inadequado reduziu a competitividade do certame.

Na média, a máxima redução da competição pode ser expressa pela razão entre a quantidade de energia cujos projetos tinham depositado a garantia de participação, e aqueles que eram tecnicamente qualificados e, na tabela 45 é possível ver que, dada a política de preço-teto inadequada, os leilões de energia mostram que essa perda poder ser de até 47%. Cabe aqui ponderar que, não é possível afirmar que toda essa redução de interesse pelo leilão seja fruto

único do preço-teto praticado, pois há empreendedores, mesmo que poucos, que podem utilizar o procedimento de cadastro para habilitação no leilão para que a EPE revise os projetos e, assim, aponte necessidades de correção, sem custo.

De forma a tentar estender esta análise para cada leilão de energia nova realizado, plotou-se a relação entre o deságio do preço da etapa uniforme (1ª fase de lances de relógio descendente) com a razão entre a energia habilitada/energia contratada. Embora o valor do R-quadrado não seja estatisticamente muito robusto, a figura 22 mostra que, quanto maior a competição (maior a relação de energia habilitada pela contratada) maior tende a ser o deságio.

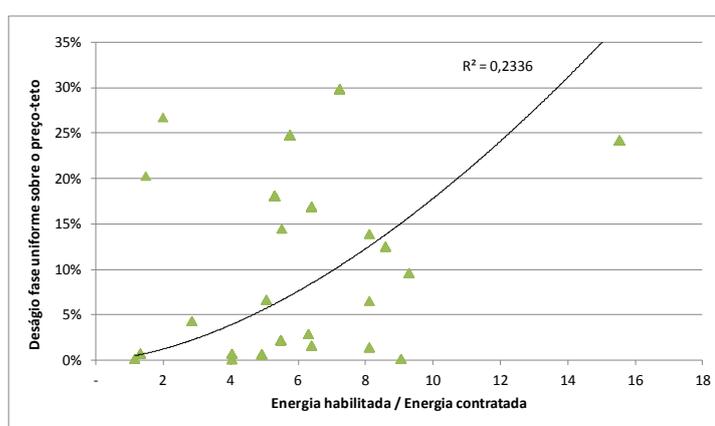


Figura 22 – Competitividade nos leilões

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2012 e CCEE, 2012.

O resultado da figura 22 está em linha com o defendido por Maurer e Barroso, (2011, p.111), que afirmam que é amplamente aceito que a atração de mais um jogador seja sempre mais eficaz do que o ajuste fino do preço de reserva, de forma a aumentar a concorrência.

Exemplos, tais como os apresentados neste item, reforçam uma das grandes preocupações dos teóricos de leilões, conforme discussão apresentada no item 2.1.7, que é o desafio da definição de preço de reserva ótimo. Klemperer (2002, p.175) ainda enfatiza que um preço de reserva inadequado é muitas vezes contrário não só a grupos industriais, mas também ao próprio governo, para o qual seria embaraçoso caso o preço de reserva não seja atingido, ou seja, o objeto não for vendido, com o leilão sendo considerado um fracasso, tal como o que aconteceu em alguns casos aqui citados, como o leilão de fontes alternativas de 2007 e o 8º leilão de energia nova de agosto de 2009.

Apesar desses exemplos negativos na determinação do preço de reserva, há também casos de sucesso, ou seja, de adoção de preços-tetos suficientes para atrair o interesse de muitos

investidores e, assim, promover a competição. Os dois casos mais notáveis são dos leilões para contratação de fonte eólica, realizados em 2009 e 2010.

No leilão de energia de reserva 2009 (item 3.2.14), o preço-teto estipulado pelo leiloeiro foi de R\$ 189,00/MWh, enquanto que o preço médio de contratação foi de R\$ 148,39/MWh, o que representou deságio médio de 21,5%. O adequado preço de reserva fez que fossem ofertados 7,4 vezes⁹¹ mais megawatts que o montante contratado.

Em 2010, o sucesso se repetiu, foram realizados dois leilões com contratação de energia elétrica a partir de fonte eólica, o leilão de reserva e fonte alternativa (vide item 3.2.7 desta tese). O preço-teto estipulado para os dois certames foi de R\$ 167,00/MWh e o preço médio de comercialização dessa fonte foi de R\$ 130,86/MWh, o que significa deságio médio de 21,6%. O adequado preço de reserva levou empreendedores a cadastrar 10.569 MW de projetos eólicos, pouco mais de cinco vezes o volume contratado de 2.048 megawatts.

Outro exemplo da importância em estabelecer preço de reserva que atraia competidores ocorreu em dezembro de 2007, quando foi realizado leilão para outorga da concessão para construir e operar a hidrelétrica Santo Antônio. Estimativa original feita pelas empresas de engenharia que foram responsáveis pelos estudos de pré-viabilidade era de preço de comercialização de R\$ 130,00/MWh. Após análise crítica do projeto pela EPE, foi demonstrado que era possível otimizar o projeto e economizar de R\$ 9,00 a 17/MWh, com isso, o preço de reserva foi definido em R\$ 122/MWh. No entanto, o real benefício para o consumidor foi atingido com a promoção da concorrência entre licitantes, que fez o preço cair para R\$ 70/MWh (SARAIVA, 2010).

Esses leilões confirmam a afirmação de Cramton e Stoft (2007, p.7)⁹² de que é importante que o preço-teto seja fixado em nível suficientemente elevado para criar excesso significativo de oferta. O estabelecimento de preço-teto alto causa pouco dano ao consumidor, já que estimula a participação de mais jogadores, aumentando competição entre projetos, a qual determinará o preço justo e final do certame derrubando o preço-teto anteriormente estabelecido. Já, a adoção de preço-teto baixo pode causar maiores danos ao consumidor, tanto pela oferta inadequada, quanto pela baixa competição, levando aos problemas apontados também por Grobman e Carey (2001, p.550), conforme citação em 2.1.7, de que, quando da introdução do

⁹¹ A Empresa de Pesquisa Energética cadastrou 441 projetos que, juntos, somavam capacidade instalada de 13.341 MW. Destes, 1.805,7 MW foram contratados.

⁹² Para mais detalhes, vide item 2.1.7 desta tese.

modelo de preço-teto em mercado reestruturado de energia elétrica, isto poderia inibir investimentos de longo prazo e, ainda, elevar o preço médio de curto prazo, já que com menos investimento, com maior frequência o preço do mercado de curto prazo atinge seu limite máximo.

3.3.5 Planejamento indicativo

A política energética pode seguir como diretriz de planejamento: indicativo ou determinativo (além da não recomendada ausência de planejamento). Sendo o leilão um instrumento de contratação de energia elétrica inserido em um contexto de política energética, entende-se que só será eficiente se estiver inserido numa diretriz de planejamento indicativo, caso contrário, se adotado o planejamento determinativo, este é quem conduziria o leilão, podendo tornar o instrumento de contratação menos eficiente.

As diretrizes do planejamento brasileiro são anualmente apresentadas quando das publicações do PDE (Plano Decenal de Energia Elétrica), assim, caso os resultados dos leilões sejam semelhantes aos números divulgados pelo planejamento em vigor (PDE vigente quando da realização de cada leilão), poder-se-ia questionar se de fato o modelo setorial pratica o planejamento indicativo, como se propõe a fazê-lo. Neste contexto, o objetivo deste item é comparar os resultados dos leilões com as projeções de matriz energética indicadas pela EPE por meio do PDE e, assim, tentar induzir se os leilões estão sendo conduzidos (planejamento determinativo) ou se traduzem condições de mercado (planejamento indicativo).

A começar pelo Plano Decenal publicado em 2007, enquanto que o PDE previa a entrada de 464 MW de termelétricas a óleo combustível no horizonte até 2016, somente nos leilões de 2007 e 2008 foram contratados 4.421 MW, conforme comparativo da tabela 46, ou seja, fora contratado 850% a mais que indicava o Plano, primeiro sinal de que o planejamento não é determinativo.

Aparentemente inclinado ao planejamento determinativo, o TCU (2010, §356) faz duras críticas aos resultados dos leilões. Segundo o Tribunal, em função das características associadas às termelétricas a óleo combustível, ou seja, alto custo variável de operação, estas seriam mais indicadas para despacho ocasional e emergencial, o que não justificaria essa elevada contratação. E mais, o TCU não se mostra seguro se os resultados desses leilões contribuem para a propalada diversificação da matriz, incorporando, adequadamente, as características de cada fonte.

Tabela 46 – Comparação do PDE com os leilões de 2007-08

Combustível	Previsão PDE 2007-2016 (MW)	Energia negociada nos leilões de 2007	Energia negociada nos leilões de 2008	Total negociado 2007+2008 (MW)
Biomassa	3.280	-	35	35
Carvão	350	930	276	1.206
Gás natural	730	351	-	351
GNL	-	-	968	968
Nuclear	1.350	-	-	-
Óleo Diesel	668	-	-	-
Óleo combustível	464	1.620	2.801	4.421
Gás de processo	490	-	-	-
Biogás	20	-	-	-
UTEs indicativas	6.060	-	-	-
MÉDIA	13.412	2.901	4.080	6.981

Fonte: TCU, 2010.

A partir da mesma edição do Plano Decenal, porém, em vez de analisar todo o horizonte, como fez o TCU, comparando-se o acréscimo de potência instalada pontualmente nos anos determinados pelos leilões (os anos “A”), reforça-se o entendimento quanto ao planejamento indicativo. Por exemplo, a tabela 47, na segunda coluna, mostra a previsão do PDE2016 (publicado em dezembro de 2007) de entrada em operação comercial, por fonte, para o ano de 2011. Ou seja, para o acréscimo de potência/ energia no ano de 2011, antes mesmo da publicação do PDE2016, no ano de 2006 já havia sido realizado o leilão A-5 (terceira coluna da tabela 47). Assim, em 2008, quando da vigência desse PDE, se o planejamento fosse determinativo, era de se esperar que o leilão A-3/2008 complementasse, mesmo que aproximadamente, os montantes não contratados no leilão A-5/2006, de forma que a matriz ficasse próxima ao planejado. Entretanto, como pode ser visto na quarta coluna da tabela 47, não foi o que aconteceu.

Algumas fontes chamam a atenção, enquanto que o PDE sinalizava o acréscimo de 32MW a partir de termelétricas a óleo combustível no ano de 2011, foram contratadas no leilão A-3/2008: 811 MW médios, por outro lado, enquanto que o planejador indicava que 1.900 MW de termelétricas a gás natural fossem adicionadas a matriz em 2011, apenas 200 MW médios foram contratados no leilão A-5/2006.

Para o acréscimo de potência e energia prevista para 2013, o primeiro passo é dado no leilão A-5/2008 e, mais uma vez, o leilão seguiu o mercado e não o planejamento, novamente com termelétricas a óleo combustível, que venderam 3.618 MW (sexta coluna) para uma previsão nula (quinta coluna). Além dessa fonte, contratou-se termelétricas a carvão e gás natural liquefeito, quando a previsão era nula para 2013. A única fonte cujo resultado do leilão ficou alinhada ao planejamento foi a hidrelétrica.

Tabela 47 – Comparação do PDE 2016 com os leilões de 2008

Combustível	Previsão PDE entrada em 2011 (MW)	Energia negociada no leilão A-5 de 2006 (MWm)	Energia negociada nos leilões A-3 e Reserva 2008 (MWm)	Previsão PDE entrada em 2013 (MW)	Energia negociada no leilão A-5 de 2008 (MWm)
Hidrelétrica	1.666	569MWm (752MW)		4.626	2.096 MWm (3.650 MW)
PCH	381			356	
Biomassa	503	61	548	580	35 MWm (114 MW)
Carvão	0			0	360 MW (276MWm)
Gás natural	1.900	200		950	
GNL	0		265	0	703 MWm (1.124 MW)
Nuclear	0			0	
Óleo Diesel	174	69		0	
Óleo combustível	32	5	811	0	1.990 MWm (3.618 MW)
Gás de processo	490	200		0	
Eólica	0			0	
outras indicativas	0			0	
Média	5.146	1.104 MWm	1.624 MWm	6.512	8.867 MW (5.100 MWm)

Fonte: PDE 2007/2016, dezembro de 2007, 2007.

Continuando este exercício de comparação entre o planejado e o realizado, a tabela 48 mostra o planejado pelo PDE2017, publicado em maio de 2009, com os leilões realizados durante o ano de 2009. Assim, analisou-se as diferenças no que se referente à entrada em operação comercial para nos anos de 2012 e 2014.

Tabela 48 – Comparação do PDE 2017 com os leilões de 2009

Combustível	Previsão PDE entrada em 2012 (MW)	Energia negociada no leilão A-5 de 2007 (MWm)	Energia negociada nos leilões A-3 e Reserva 2009 (MWm)	Previsão PDE entrada em 2014 (MW)	Energia negociada no leilão A-5 de 2009 (MW)
Hidrelétrica	658	715 MWm + 2.218 MWm (3150 MW)		1.986	NA
PCH	30		1 MWm	875	NA
Biomassa	0		10 MWm	0	NA
Carvão	350	930 MWm		0	NA
Gás natural	564	351 MWm		0	NA
GNL	0			0	NA
Nuclear	0			1.350	NA
Óleo Diesel	-564			0	NA
Óleo combustível	426	316 MWm		0	NA
Gás de processo	0			0	NA
Eólica	0		783,1 MWm (1.805,7 MW)	0	NA
outras indicativas				0	NA
Total	1.464			4.211	NA

Fonte: PDE 2008/2017, maio de 2009, tabela 33, 2009.

Com relação à previsão de entrada em operação no ano de 2012, a primeira etapa já havia sido

cumprida com a realização do leilão A-5 em 2007, e, neste caso, o PDE mostrou-se desatualizado: a terceira coluna da tabela 48 mostra que, em 2007, já haviam sido contratados aproximadamente 3.000 MW médios e, por mais que grande parte desse volume referia-se à hidrelétrica de Santo Antônio, cuja entrada em operação é escalonada, há outros 715 MW médios contratados, enquanto que a previsão é de apenas 658 MW de potência (vide segunda coluna da tabela 48).

A grande diferença, naquele ano, veio com a fonte eólica, sem nenhuma previsão de novos projetos para entrada em operação comercial no ano de 2012, por meio do leilão de reserva foram contratados mais de 1.800 megawatts. Para o início de suprimento no ano de 2014 não é possível fazer uma análise, uma vez que o leilão A-5 de 2009 não aconteceu.

Em abril de 2010 foi publicado o PDE2019, assim, a tabela 49 mostra o planejado com relação aos leilões realizados durante o ano de 2010. Com relação aos novos projetos previstos para início de operação comercial no ano de 2013, desta vez para a fonte termelétrica a óleo combustível o planejamento publicado considerou o leilão realizado dois anos antes e alinhou os números, com o mesmo procedimento não sendo feito para o gás natural liquefeito.

Tabela 49 – Comparação do PDE 2019 com os leilões de 2010

Combustível	Previsão PDE entrada em 2013 (MW)	Energia negociada no leilão A-5 de 2008 (MW)	Energia negociada nos leilões A-3 e Reserva 2010 (MW)	Previsão PDE entrada em 2015 (MW)	Energia negociada nos leilões A-5 de 2010 (MW)
Hidrelétrica	2.204	2.096 MWm (3.650 MW)		4.975	1.256MWm (2.849,9MW)
PCH	400		84,1 MWm (131,5 MW)	500	39 MWm (79 MW)
Biomassa	350	35 MWm (114 MW)	317,3 MWm (712,9 MW)	350	
Carvão	0	360 MW (276MWm)		0	
Gás natural	1.471				
GNL	0	703 MWm (1.124 MW)			
Nuclear	0			1.405	
Óleo Diesel	-347				
Óleo combustível	3.618	1.990 MWm (3.618 MW)			
Gás de processo	0				
Eólica	400		925,3 MWm (2.047,8 MW)	400	
outras indicativas					
Total	8.096	8.867 MW (5.100 MWm)		7.630	

Fonte: PDE 2010/2019, abril de 2010, 2010.

As diferenças entre o que foi planejado para o ano de 2013, e os resultados dos leilões A-3 e a reserva de 2010, não são muito discrepantes, a fonte biomassa agregou mais do que o previsto, mas sem alteração de rumo, sendo a grande diferença dada pela fonte eólica, comercializando cinco vezes mais do que o esperado pela EPE. Para o início de suprimento em 2015, o PDE apresentava para a fonte hidrelétrica projeção bastante agressiva (quinta coluna da tabela 49), e cujo primeiro passo foi dado a partir dois leilões A-5 realizados em 2010 (sexta coluna da tabela 49). Neste caso, permite-se pensar que, para a fonte hidrelétrica (em particular UHEs) haja certo viés de planejamento determinativo no PDE.

Por fim, em novembro de 2011 foi publicado o PDE2020, após as realizações dos leilões de energia nova para o início de suprimento em 2014. Reforçando a linha de que o planejamento não é determinativo, expressivo volume de termelétricas a gás natural foi comercializado no leilão A-3 de 2011, em contraste a nenhuma expectativa quanto a esta fonte no PDE2020. Observa-se ainda que, o PDE foi publicado novamente desatualizado, pois mesmo tendo em mãos os dados realizados, a previsão para entrada em operação comercial em 2014 (segunda coluna da tabela 50) é distante dos resultados dos leilões de 2011 (quarta coluna da tabela 50).

Tabela 50 – Comparação do PDE 2020 com os leilões de 2011

Combustível	Previsão PDE entrada em 2014 (MW)	Energia negociada no leilão A-5 de 2009 (MW)	Energia negociada nos leilões A-3 e Reserva 2011 (MW)	Previsão PDE entrada em 2016 (MW)	Energia negociada nos leilões A-5 de 2011 (MW)
Hidrelétrica	890	NA	209,3 MWm (450 MW)	4.893	
PCH	257	NA		230	
Biomassa	372	NA	252,2 MWm (554,8 MW)	300	43,1 MWm (100MW)
Carvão	0	NA			
Gás natural	0	NA	900,9MWm (1.029,2MW)		
GNL	0	NA			
Nuclear	0	NA		1.405	
Óleo Diesel	0	NA			
Óleo combustível	0	NA			
Gás de processo	0	NA			
Eólica	900	NA	913 MWm (1.928,7MW)	760	478,5 MWm (976,5 MW)
outras indicativas		NA			
Total	2.419	NA		7.588	

Fonte: PDEE 2010/2020, novembro de 2011, 2011.

As análises comparativas entre os planos decenais e os resultados dos leilões mostram que o planejamento é indicativo. Essa afirmativa só não pode ser tão firme no caso das UHEs, cujo planejamento parece ser parcialmente determinativo. E mesmo com a necessidade de alguns ajustes, seguindo o modelo de planejamento indicativo, o PDE é uma “bússola”, e que assim

deve indicar o “norte” desejado pelo planejador para a expansão do setor elétrico, mas permitindo que o mercado defina a própria diversidade da matriz a partir da aplicação dos leilões.

3.3.6 Sistemática de contabilização da energia eólica

Farr e Felder (2005, p.25), conforme discussão apresentada no item 2.2.4, afirmam a importância em se reduzir as incertezas de previsão de receitas esperadas de novos projetos na promoção de investimentos. Neste sentido, com o objetivo de promover fontes renováveis, em particular a energia eólica, países como EUA, Alemanha, Espanha, Dinamarca, Áustria e Grã-Bretanha adotaram o sistema de tarifa *feed-in*, considerada por muitos (MITCHELL e CONNOR, 2004; SCHEER, 2007; SCHAEFER *et al.*, 2012) como sendo a política mais eficaz para promover tecnologias de energia renovável, especialmente pela capacidade de reduzir os riscos financeiros para os investidores.

Entretanto, conforme discussão do 2º leilão de energia de reserva (item 3.2.14), a política brasileira de contratação de energia eólica por meio de tarifa *feed-in* foi substituída pela sistemática de leilões, e de forma a reduzir os riscos para os empreendedores, o governo brasileiro criou dois mecanismos parecidos e muito interessantes de mitigação da aleatoriedade do regime de ventos para a contratação da energia eólica, descritos e analisados neste item, a começar pelo adotado nos leilões de energia de reserva.

3.3.6.1 Leilão de Energia de Reserva

Na sistemática de contabilização da geração eólica aplicada aos leilões de energia de reserva, foi criada uma conta de energia destinada a mitigar as incertezas relacionadas à produção de energia proveniente de fonte eólica, que compreende a contabilização das diferenças entre os montantes de energia gerada e de energia contratada.

A conta de energia é definida como sendo o saldo de energia anualmente acumulado resultante da soma, a cada período de 12 meses, da diferença entre a energia gerada anual da usina e a energia contratada referente ao período considerado.

Os desvios da produção anual em relação à obrigação contratual deverão ser acumulados, sendo que o saldo final acumulado deverá ser limitado pelas margens inferior de 90% e superior de 130% da obrigação contratual. Se, anualmente, o valor ultrapassar a margem superior, o empreendedor receberá o equivalente a 70% do preço do contrato. Por outro lado,

caso o valor seja inferior ao piso, deverá ressarcir o sistema com o equivalente a 115% do preço do contrato.

Ao final de cada quadriênio, os saldos positivos ou negativos dos desvios acumulados poderão ter os seguintes tratamentos: em caso de saldo negativo não excedente a 10%, esse poderá ser compensado por meio de cessão de outro gerador do leilão de reserva, ou ressarcido ao sistema pelo preço do contrato. Em caso de saldo positivo não excedente a 30%, esse poderá ser totalmente ou parcialmente repassado para o quadriênio seguinte, assim como cedido para outro gerador do leilão de eólica ou, mesmo, reembolsado ao preço do contrato.

O saldo acumulado da conta de energia, anualmente apurado, será calculado segundo as equações 28 e 29:

(i) No final do 1º (primeiro) ano do quadriênio, pela equação 29.

(28)

Equação 28 – Saldo da conta de energia no final do 1º ano do quadriênio

(ii) No final dos demais anos do quadriênio, pela equação 30.

(29)

Equação 29 – Saldo da conta de energia no final dos demais anos do quadriênio

onde:

SCE_A = saldo da conta de energia, expresso em MWh, acumulado no quadriênio até o ano corrente “A”, inclusive;

SCE_{A-1} = saldo da conta de energia, expresso em MWh, acumulado no quadriênio até o ano “A-1” (ano anterior), inclusive;

SCE_{Q-1} = saldo residual da conta de energia, expresso em MWh, transferido do quadriênio anterior para o quadriênio corrente (o valor dessa variável é zero no primeiro quadriênio, ou seja, quando “Q” é igual a um);

$DESV_G_A$ = desvio da geração anual em relação à energia contratada do quadriênio corrente, expresso em MWh a ser determinado pela equação 30.

(30)

Equação 30 – Desvio da geração anual

onde:

G_A = geração da usina no ano corrente “A”, expressa em MWh;

CQ_Q = energia contratada do quadriênio corrente “Q”, expressa em MWmédios;

N_{H_A} = número de horas do ano corrente “A”;

M_{Sup_Q} = margem superior de 30% do valor da energia contratada aplicável ao quadriênio corrente “Q”, expresso em MWh a ser determinado pela equação 31.

(31)

Equação 31 – Margem superior

M_{Inf_Q} = margem inferior de 10% abaixo do valor da energia contratada aplicável ao quadriênio corrente “Q”, expresso em MWh a ser determinado pela equação 32.

(32)

Equação 32 – Margem inferior

Feita a apuração, ao final de cada ano contratual, a eventual parcela do saldo acumulado da conta de energia que extrapolar o limite inferior sujeitará o gerador a efetuar o ressarcimento anual, sendo estabelecido mediante aplicação da equação 33.

(33)

Equação 33 – Ressarcimento anual

onde:

$RESS_{1A}$ = valor do ressarcimento correspondente à apuração realizada ao final do ano “A”, expresso em R\$;

p_i = preço de venda a vigir no ano “A+1”, expresso em R\$/MWh, e

ΔSCE_A = parcela do saldo acumulado da conta de energia, apurado ao final do ano “A”, que extrapole o limite inferior da faixa de tolerância, expressa em MWh a ser determinada pelas equações 35 e 36.

(i) No final do 1º ano do quadriênio, pela equação 34.

(34)

Equação 34 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final do 1º ano do quadriênio

(ii) No final dos demais anos do quadriênio, pela equação 35.

(35)

Equação 35 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final dos demais anos do quadriênio

O ressarcimento deverá ser feito mediante pagamento de 12 parcelas mensais, uniformes, ao longo do ano contratual seguinte, com o saldo acumulado inicial da conta de energia para o ano contratual seguinte, dentro do mesmo quadriênio, sendo revisado para o limite inferior da faixa de tolerância.

Por outro lado, ao final de cada ano contratual, para a eventual parcela do saldo acumulado da conta de energia que extrapolar o limite superior da faixa de tolerância de 130% da energia contratada, a usina receberá uma receita variável calculada pela aplicação da equação 36.

$$RV_{1A} = \Delta SCE_A * 0,7 * PV_i \quad (36)$$

Equação 36 – Receita variável

onde:

RV_{1A} = receita variável correspondente à apuração realizada ao final do ano “A”, expressa em R\$;

PV_i = preço de venda a vigir no ano “A+1”, expresso em R\$/MWh, e

ΔSCE_A = parcela do saldo acumulado da conta de energia, apurado ao final do ano “A”, que extrapole o limite superior da faixa de tolerância, expressa em MWh a ser determinada pelas equações 37 e 38.

(i) No final do 1º ano do quadriênio, pela equação 37.

(37)

Equação 37 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final do 1º ano do quadriênio

(ii) No final dos demais anos do quadriênio, pela equação 38.

(38)

Equação 38 – Parcela do saldo acumulado da conta de energia no final dos demais anos do quadriênio

A receita variável de cada usina será paga em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, com o saldo acumulado inicial da conta de energia para o ano contratual seguinte, dentro do mesmo quadriênio, sendo revisado para o limite superior da faixa de tolerância.

Além desse processo de apuração ao final de cada ano contratual, há ainda o processo de apuração do saldo acumulado da conta de energia ao final de cada quadriênio, sendo que, no último ano de cada quadriênio, ambos os processos serão realizados.

Ao final de cada quadriênio e após realização do processo de apuração anual, a eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado da conta de energia, contida na faixa de tolerância e proveniente de desvios positivos de geração, poderá ser, segundo o critério do vendedor, objeto de:

- a) repasse para o quadriênio seguinte na condição de crédito de energia;
- b) cessão para outro vendedor no mesmo leilão, comprometido com a contratação de energia de reserva proveniente da mesma fonte, com saldo acumulado negativo, ou
- c) liquidação no âmbito do contrato.

Posto isso, o saldo inicial da conta de energia do quadriênio seguinte é determinada pela equação 39.

(39)

Equação 39 – Saldo inicial da conta de energia do quadriênio seguinte

onde:

SCE_Q = saldo residual da conta de energia, expresso em MWh a ser transferido do quadriênio findo para o quadriênio seguinte;

FR = fator de repasse definido quadrienalmente pelo vendedor, cujo valor pode variar de 0% (zero por cento) a 100% (cem por cento);

FC = fator de cessão definido quadrienalmente pelo vendedor, cujo valor pode variar de 0% (zero por cento) a 100% (cem por cento), e

SCE_{A4} = saldo da conta de energia, expresso em MWh, acumulado ao final do último ano do quadriênio findo.

E após a realização do processo de definição dos montantes de energia objeto de repasse e/ou cessão, a receita variável apurada ao final de cada quadriênio segue a equação 40.

(40)

Equação 40 – Receita variável apurada ao final de cada quadriênio

onde:

RV_{2Q} = receita variável correspondente à apuração realizada ao final do quadriênio “Q”, expressa em R\$;

p_i = preço de venda a vigir em cada ano de pagamento, expresso em R\$/MWh, e

Por outro lado, ao final de cada quadriênio, nos casos em que for verificada eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado da conta de energia, contida na faixa de tolerância e proveniente de desvios negativos de geração, será estabelecida para cada usina mediante aplicação da equação 41 uma forma de ressarcimento.

(41)

Equação 41 – Receita variável apurada ao final de cada quadriênio

onde:

$RESS_{2Q}$ = valor do ressarcimento correspondente à apuração realizada ao final do quadriênio “Q”, expresso em R\$;

EAd_{A4} = montante de energia, expresso em MWh, adquirido junto a outro vendedor no leilão, comprometido com a contratação de energia de reserva proveniente da mesma fonte e que possua saldo positivo da conta de energia ao final do quadriênio.

O ressarcimento deverá ser feito mediante o pagamento de 12 parcelas mensais uniformes ao longo do 1º ano contratual do quadriênio seguinte.

Com o intuito de analisar a mitigação deste mecanismo de contabilização da geração eólica, as figuras 23, 24 e 25 apresentam o comportamento da receita anual contratual, e os ajustes financeiros anuais e quadrienais em três situações: geração abaixo da contratada, geração acima da contratada, e geração aleatória. A figura 23 mostra o comportamento financeiro do contrato com geração constante de 9MWm e volume contratual de 10MWm ao preço de comercialização de R\$ 100/MWh. As barras azuis indicam o valor contratual, as barras vermelhas, os ajustes financeiros anuais e a barra verde, o ajuste financeiro quadrienal, enquanto que a linha vermelha indica a energia contratada e a linha azul da energia gerada anual. Pelo gráfico, pode-se observar que, a partir do quinto ano, a energia contratada é revista para o volume histórico gerado. Isso só ocorrerá em situação de geração inferior a contratada. A partir daquele ano, com o alinhamento entre geração e contrato, não houve mais ajustes financeiros a serem aplicados.

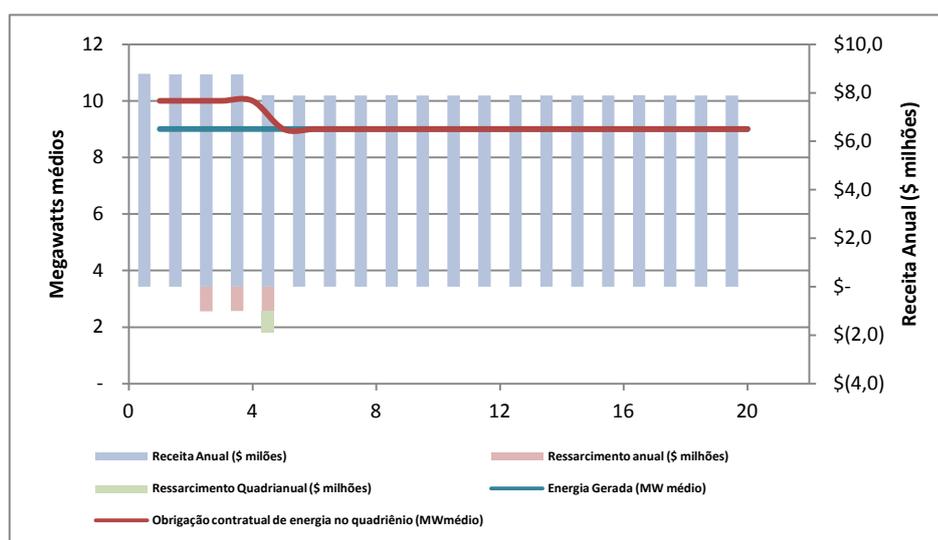


Figura 23 – Receita e ressarcimento do CER-EOL com geração inferior a contratada

Fonte: Elaboração própria.

Já, a figura 24 mostra o comportamento do contrato quando a geração for superior à contratual: geração constante de 11MWm e obrigação contratual de 10MWm. Neste, pode-se observar que o volume contratual não é revisto e todo o excedente é ajustado financeiramente, conforme indicado pelas barras vermelha e verde.

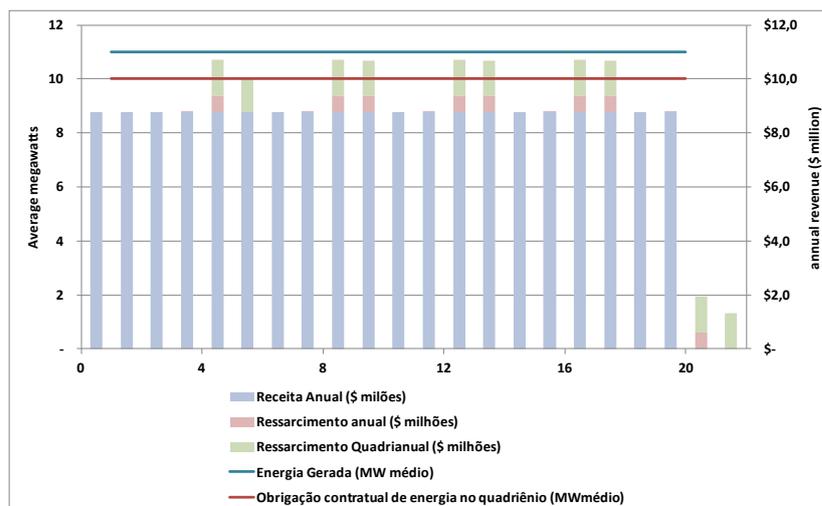


Figura 24 – Receita e ressarcimento do CER-EOL com geração superior a contratada

Fonte: Elaboração própria.

O terceiro exemplo na figura 25 mostra o comportamento financeiro do contrato a partir de geração de energia eólica aleatória (vide curva azul) com média igual ao volume contratado de 10MWm.

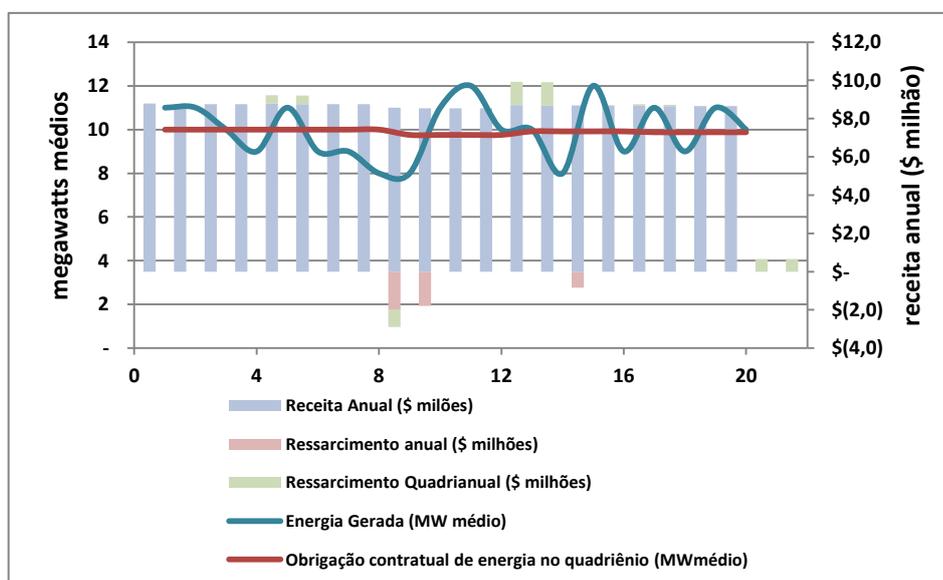


Figura 25 – Receita e ressarcimento do CER-EOL com geração aleatória

Fonte: Elaboração própria.

Este exemplo (figura 25) mostra bem o efeito mitigador do contrato, uma vez que, mesmo com grandes oscilações de geração de energia, a oscilação financeira (soma das barras azul, verde e vermelha) será bem menor

Os três exemplos mostram a dinâmica do contrato e o efeito mitigador sobre a geração eólica aleatória, que reforçaram o interesse do investidor por esta fonte.

3.3.6.2 Leilão de energia nova

Nos leilões de energia nova e de fontes alternativas foi adotado o mecanismo de contabilização parecido com o aplicado no contrato do leilão de reserva. Trata-se de procedimento mais simples, mas de eficácia similar, como será visto nesse item.

O atendimento do montante anual de energia contratada observará a margem inferior de 90% e a margem superior variável, no cumprimento do limite anual do saldo acumulado ao longo de cada quadriênio, sendo de 30% no primeiro ano do quadriênio, 20% no segundo, 10% no terceiro e zero no último ano de cada ciclo.

A verificação de montante anual de entrega de energia em valor que exceda o limite inferior sujeitará o vendedor ao ressarcimento anual, estabelecido mediante aplicação da equação 42.

(42)

Equação 42 – Receita variável apurada ao final de cada quadriênio

onde:

RESS_a: ressarcimento no ano “a”, em Reais (R\$);

Ec_a: energia contratada no ano “a”, em MWh;

EE_a: montante anual de energia entregue pelo vendedor no ano “a”, em MWh

p: preço de comercialização, em R\$/MWh;

PLD_{med(a)}: PLD médio do ano “a” referente ao submercado da usina, e

A verificação mensal do saldo acumulado será realizada no âmbito das regras de comercialização mediante a aplicação das equações 43 a 45.

— (43)

Equação 43 – Saldo acumulado

(44)

Equação 44 – Saldo inicial

(45)

Equação 45 – Saldo inicial

onde:

SA_a : saldo acumulado do ano “a”;

SI_a : saldo inicial do ano “a”;

EG_a : energia entregue da usina no ano “a”, em MWh;

EC_a : energia contratada no ano “a”, em MWh;

δ_a : limites máximos anuais a ser observado para o saldo acumulado

sendo o saldo inicial do primeiro ano de cada quadriênio igual a zero.

A apuração do montante quadrienal de entrega de energia em um valor inferior à energia contratada para o mesmo período, sujeitará o vendedor ao ressarcimento quadrienal nos termos da equação 46.

(46)

Equação 46 – Ressarcimento quadrienal

onde:

$RESS_q$: ressarcimento no quadriênio “q”, em Reais (R\$);

EC_q : energia contratada no quadriênio “q”, em MWh;

EE_q : montante de energia entregue pelo vendedor no quadriênio “q”, em MWh;

p : preço de comercialização expresso em R\$/MWh;

$PLD_{med(q)}$: PLD médio do quadriênio “q” referente ao submercado da usina.

Os valores monetários associados a esse ressarcimento serão lançados como débito do vendedor, em doze parcelas mensais. O primeiro lançamento deverá ocorrer no primeiro ciclo de faturamento subsequente ao do cálculo.

As apurações de excedentes em montante superior aos limites anuais e quadrienais libera o gerador a liquidar essa parcela da energia no mercado *spot* de curto prazo.

Assim como foi feito na contabilização da energia eólica de contratos do leilão de energia de reserva para analisar o mecanismo de mitigação da geração eólica, as figuras 26 a 28

apresentam o comportamento da receita anual contratual e os ajustes financeiros anuais e quadrienais em três situações: geração abaixo da contratada, geração acima da contratada, e geração aleatória. Para facilitar a comparação, os mesmos cenários das figuras de 23 a 25 foram replicados nas figuras de 26 a 28. A figura 26 mostra o comportamento financeiro do contrato com geração constante de 9MWm, volume contratado de 10MWm ao preço de comercialização de R\$ 100/MWh. As barras azuis indicam o valor financeiro contratual, as barras vermelhas, os ajustes financeiros anuais, e as barras verdes, os ajustes financeiros quadrienais, enquanto que a linha vermelha indica a energia contratada e, a linha azul, a energia gerada anual.

A figura 26 mostra que, diferente do contrato do LER, não há ajuste no volume contratado, e, como o déficit de geração com relação à obrigação contratual é anualmente inferior a 10%, há somente ajustes quadrienais.

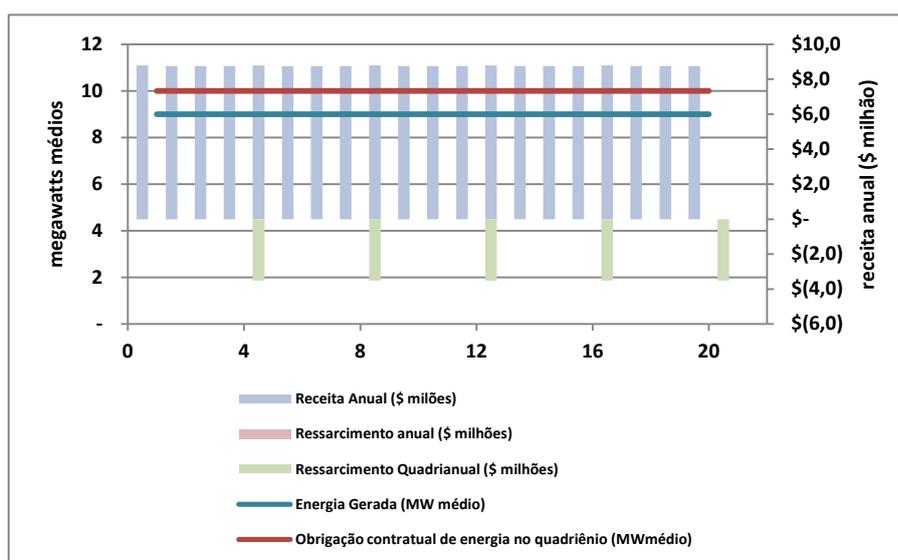


Figura 26 – Receita e ressarcimento do CCEAR-EOL com geração inferior a contratada

Fonte: Elaboração própria.

A figura 27 mostra o comportamento do contrato quando a geração for superior à obrigação contratual: geração constante de 11MWm e contrato de 10MWm. Neste, a energia excedente é liquidada no mercado *spot* ao final do quadriênio, representada pela barra vermelha.

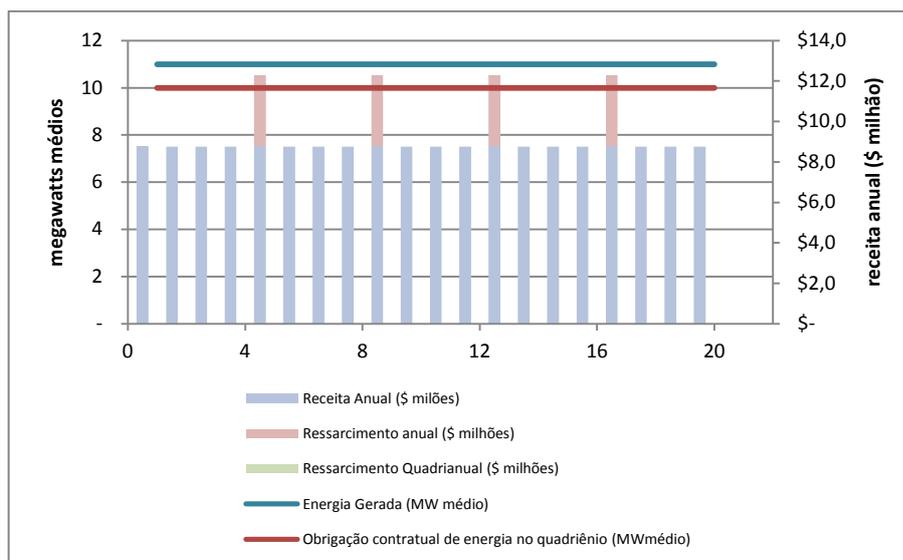


Figura 27 – Receita e ressarcimento do CCEAR-EOL com geração superior a contratada

Fonte: Elaboração própria.

O terceiro exemplo, apresentado na figura 28, mostra o comportamento financeiro do contrato a partir de geração de energia eólica aleatória (vide curva azul) com média igual ao volume contratado de 10MWm. Esse caso ilustra bem o efeito mitigador do contrato, uma vez que, mesmo com grandes oscilações de geração de energia, a oscilação financeira (soma das barras azul, verde e vermelha) será bem menor.

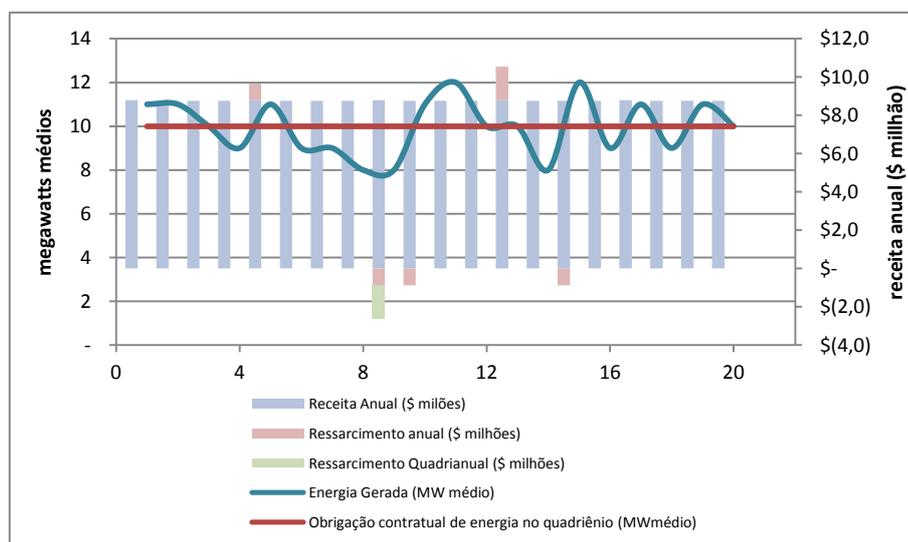


Figura 28 – Receita e ressarcimento do CCEAR-EOL com geração aleatória

Fonte: Elaboração própria.

Assim como na contabilização do leilão de energia de reserva, os exemplos anteriores mostram a dinâmica do contrato e o efeito mitigador sobre a geração eólica aleatória que reforçaram o interesse do investidor por esta fonte.

3.3.6.3 Simulações

Com o objetivo de simular o efeito econômico para os investidores com a aplicação dos mecanismos de mitigação da sazonalidade dos ventos, ou seja, analisar a importância das regras de contabilização da energia pelos leilões para atrair investidores, foram feitas simulações de rentabilidade do acionista em 20 mil cenários de vento.

A metodologia adotada foi a seguinte: inicialmente foi feita a projeção do fluxo de caixa do acionista a partir de premissas gerais do setor para a fonte eólica; adotou-se o preço de comercialização no leilão suficiente para que a taxa interna de retorno do acionista seja de 10% ao ano. As premissas de modelagem utilizadas são apresentadas na tabela 51.

Tabela 51 – Premissas para projeção do fluxo de caixa

Premissa	Valor
Período do fluxo de caixa	21,5 anos = 20 anos de operação mais 1,5 ano de construção
Período de construção	18 meses
Investimento	R\$ 3.200/kW
Custos com operação e manutenção	R\$ 20/MWh
Alavancagem	70%
Custo real da dívida	4% a.a.
Período de financiamento	16 anos
Outros custos	3,0% da receita bruta
Impostos	6,73% da receita bruta

Fonte: Elaboração própria

A partir desse modelo de avaliação econômico-financeira de projetos eólicos, simulou-se mil fluxos de caixa de 20 anos, com a oscilação da energia média anual dado pelo desvio padrão de 15% de uma curva Normal. Ao final são 20 mil cenários de geração anual de energia eólica. Para cada um dos mil fluxos de caixa simulados, foi calculada a taxa interna de retorno para o acionista, aplicando-se, em cada simulação, um dos mecanismos de contabilização anteriormente descritos.

Os resultados quando da aplicação da regra de contabilização aplicada ao leilão de energia de reserva são mostrados na figura 29. Cada ponto é resultado do cálculo de uma taxa interna de retorno do acionista de um dos mil fluxos de caixa simulados, e, a média das simulações mostra expectativa de TIR média de 9,73% a.a. (com desvio padrão de 0,56%), ou seja, 0,27 pontos percentuais abaixo da TIR padrão (sem simulação de vento) de 10% a.a.

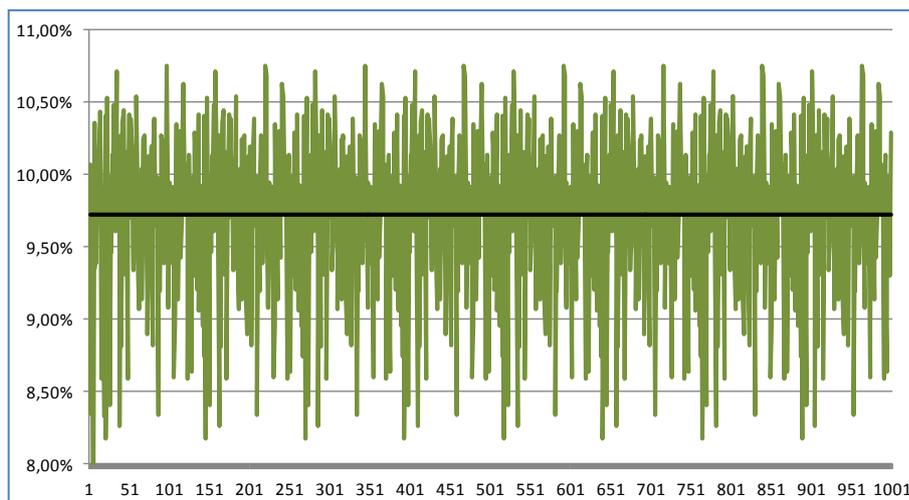


Figura 29 – Resultado de simulações de TIR de projeto eólico no LER

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2012 e CCEE, 2012.

Repetindo-se o procedimento, mas nos leilões A-3, e adotando-se que o PLD médio será igual ao valor do preço de comercialização, o resultado é de TIR média de 9,9% (desvio padrão de 0,58%) nos mil fluxos de caixa, frente à TIR padrão (sem simulação de vento) de 10% a.a. A figura 30 apresenta os resultados dos cálculos das mil taxas internas de retorno do acionista de cada simulação de fluxo de caixa.

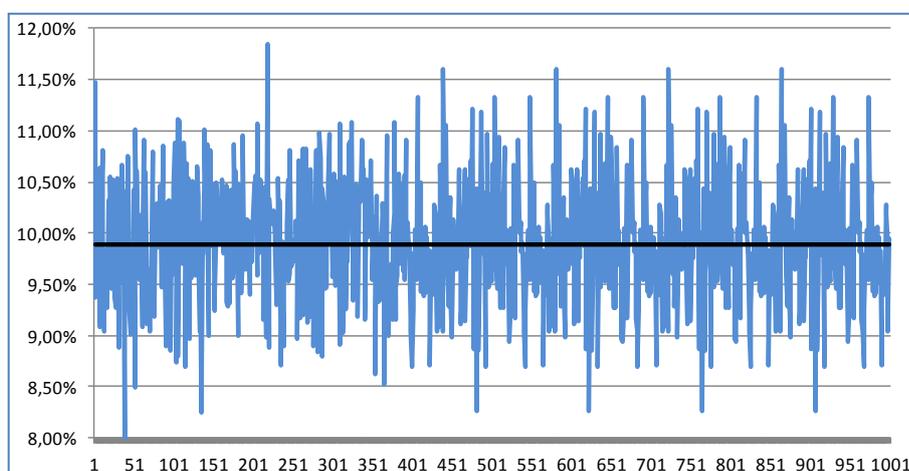


Figura 30 – Resultado de simulações de TIR de projeto eólico no Leilão do ACR

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2012 e CCEE, 2012.

Esse leilão ainda permite simulações em função de variações do preço do PLD. Se, por exemplo, adotar o PLD mínimo de R\$ 12,20/MWh, o resultado das simulações das TIRs é ilustrada pela figura 31, cuja média das TIRs é de 9,7% a.a.

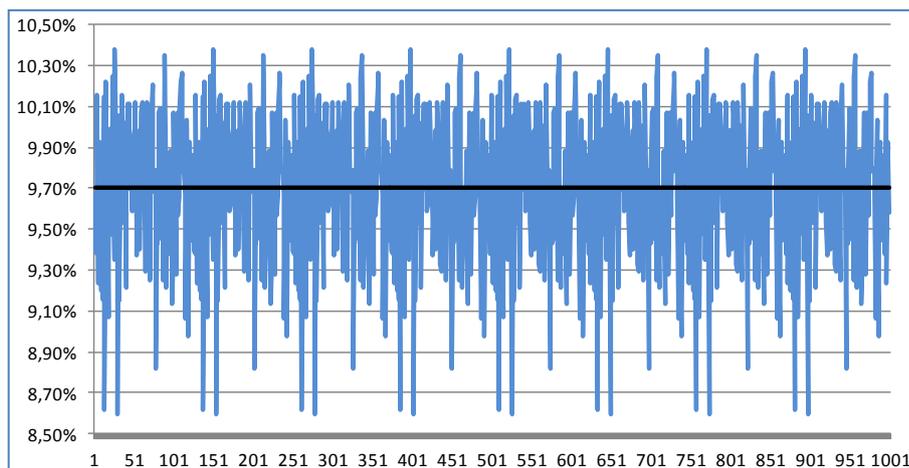


Figura 31 – Resultado de simulações de TIR de projeto eólico no Leilão do ACR

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2012 e CCEE, 2012.

As duas metodologias de contabilização da geração de energia elétrica a partir de fontes eólicas nos leilões de energia de reserva, A-3 e fontes alternativas, embora com algumas particularidades e pequenas diferenças nos resultados das simulações de TIR do acionista, mostram o mesmo conceito de mitigação da aleatoriedade do regime de ventos, cuja variação da geração dentro de limites pré-estabelecidos não altera anualmente a receita financeira dos contratos, sendo que apenas distorções acumuladas entre a geração de energia eólica e o montante contratado são passíveis de ajustes a cada quatro anos.

O resultado prático da aplicação destes mecanismos de mitigação foi a redução de riscos de geração de caixa para os investidores, e conseqüentemente o renascimento dos investimentos em projetos eólicos no Brasil, uma vez que os projetos de geração eólica passaram a fornecer energia com fluxos de caixa com boa previsibilidade e estabilidade, em contratos de longo prazo, ou seja, reunindo as condições necessárias para a contratação de financiamento de longo prazo a custo competitivo, assim como remunerar o capital próprio de forma justa sem a necessidade de precificação de grandes prêmios de risco.

O resumo desse sucesso eólico brasileiro pode ser bem ilustrado a partir da figura 32, na qual as barras verticais indicam os volumes contratados nos leilões (em megawatts médios) e a linha indica os preços médios de comercialização atualizados para dezembro de 2011. Ou seja, desde a introdução de metodologias de mitigação da aleatoriedade do regime de ventos, foram contratados 3.196,5 MW médios desde 2009, para início de suprimento a partir de 2012, a preços competitivos e decrescentes.

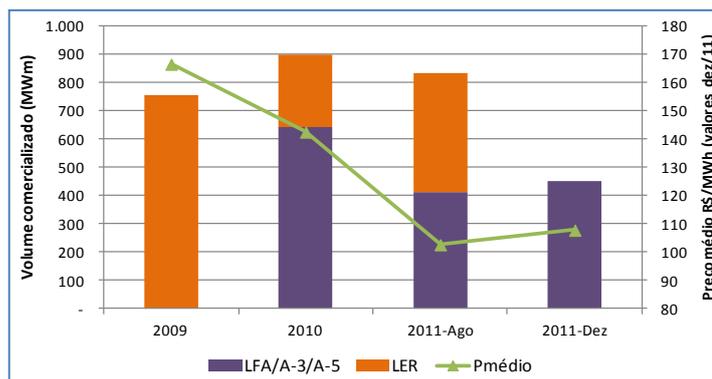


Figura 32 – Participação da fonte eólica nos leilões de energia nova entre 2009-2011

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE, 2011.

Por fim, esse caso brasileiro serve de modelo a outros mercados de eletricidade que buscam aumentar a capacidade de geração de energia elétrica e queiram optar pela introdução / aumento da participação da fonte eólica na matriz.

3.3.7 Atendimento do início de suprimento

Levantamento realizado pelo Instituto Acende Brasil (2012, p.43) mostra que até o terceiro trimestre de 2011, dos 155 novos empreendimentos que venderam energia nos leilões, 53% entraram em operação após a data prevista, com atraso médio de 381,4 dias. A figura 33 lista os empreendimentos e o quanto estão atrasados, de acordo com relatório de acompanhamento da ANEEL de setembro de 2011.

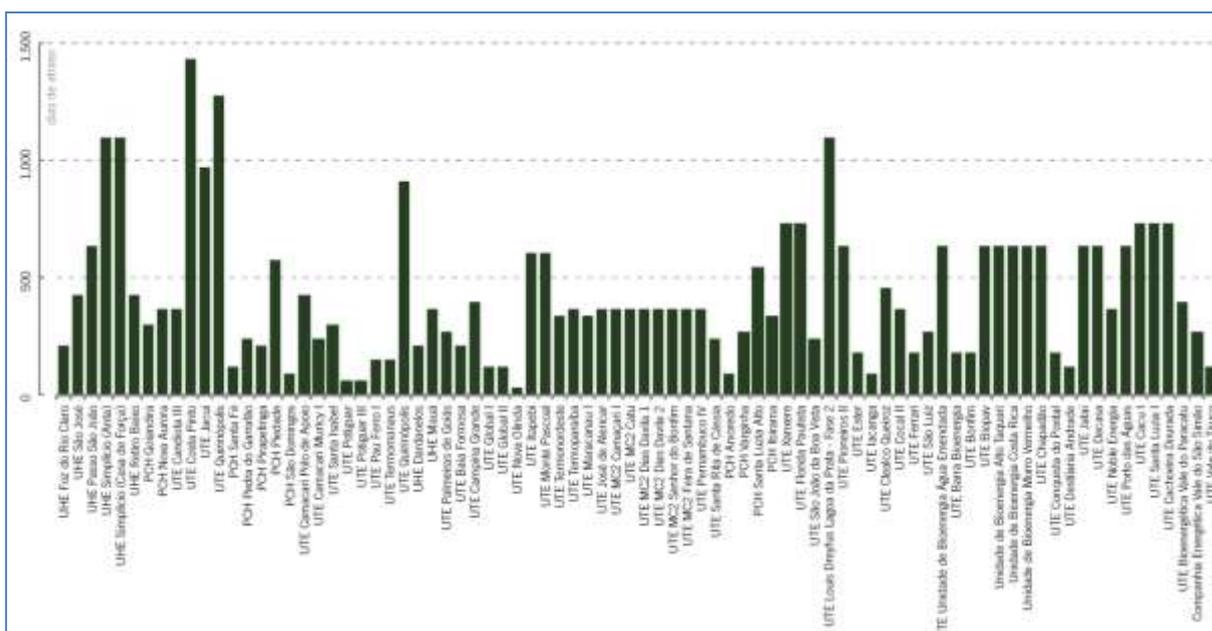


Figura 33 – Novos empreendimentos de geração que apresentaram atraso

Fonte: Instituto Acende Brasil, 2012.

Os atrasos podem ser justificados por três principais motivos:

- Problemas imputáveis ao investidor e/ou projeto: gerenciamento da obra, disponibilidade de recursos, inviabilidade econômico-financeira dos projetos e capacidade de obtenção de financiamento;
- Problemas imputáveis ao poder público: atrasos da agência reguladora para outorga das concessões e autorizações e na assinatura dos contratos de comercialização de energia elétrica, o que leva a atrasos na obtenção de financiamentos e contratação de fornecedores e atraso nos procedimentos de adesão à CCEE;
- Atraso na construção dos pontos de conexão ao sistema interligado nacional pelas transmissoras e distribuidoras, em particular das ICG – instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada.

Com relação ao primeiro motivo de atraso, de responsabilidade do empreendedor, em geral associada à falta de capacidade financeira e de captação de recursos de terceiros, a partir dos leilões de 2010, os editais passaram a ser mais restritivos na qualificação econômico-financeira dos participantes, exigindo que o patrimônio líquido de quem queira vender energia elétrica seja de, pelo menos, 10% de todos os projetos cuja energia seja vendida no leilão, e não mais de 10% de cada projeto individualmente sem a avaliação conjunta, como era feito até 2009, inclusive. Essa medida por parte da ANEEL impede que se repita a concentração de projetos em poder de empreendedores que não tenham condições financeiras de tocar muitos projetos simultaneamente, como é o caso do investidor de diversas termelétricas listadas pela figura 33.

Com relação à segunda origem dos atrasos, os imputáveis ao poder público, a ANEEL reconhece o problema, tanto que o voto referente ao Despacho 4.852, de 29 de novembro de 2011, determina que a Comissão Especial de Licitação da Agência analise as alternativas de incorporação, nos próximos editais de leilões de geração, da previsão de que o prazo indicado pelo agente para a implantação do empreendimento somente se inicie a partir da emissão da outorga ou da assinatura do contrato associado à licitação, ou da previsão de atualização, no momento da emissão da outorga, do cronograma apresentado pelo agente na fase de habilitação no certame.

Assim, de forma a mitigar tais atrasos, poderia ser aplicado conceito de leilão *A menos 5* e *A menos 3* de forma integral, ou seja, que a data prevista para início de suprimento passasse a

ser de 60 e 36 meses após a realização dos leilões, respectivamente. Como as energias são entregues em janeiro do ano “A”, na prática há menos do que o prazo conceitualmente previsto para iniciar a operação comercial dos parques. As tabelas 52 e 53 mostram o prazo que cada leilão A-3 e A-5, respectivamente, concedeu para o início da operação comercial.

Tabela 52 – Leilões A-3, fontes alternativas e reserva

Leilão	Data de realização	Data de início da operação comercial	Prazo (meses)
2º leilão de energia nova	29-jun-2006	01-jan-2009	30
1º leilão de fontes alternativas	18-jun-2007	01-jan-2010	30
4º leilão de energia nova	26-jul-2007	01-jan-2010	29
1º leilão de energia de reserva	14-ago-2008	01-jan-2011	29
6º leilão de energia nova	17-set-2008	01-jan-2011	27
8º leilão de energia nova	27-ago-2009	01-jan-2012	28
2º leilão de energia de reserva	14-dez-2009	01-jul-2012	30
3º leilão de energia de reserva	25-ago-2010	01-set-2013	36
2º leilão de fontes alternativas	25-ago-2010	01-jan-2013	28
12º leilão de energia nova	17-ago-2011	01-mar-2014	30
4º leilão de energia de reserva	18-ago-2011	01-jan-2014	28
Média			29

Fonte: ANEEL, 2011.

Assim, pela leitura da tabela 52, no caso dos leilões A-3 e reserva, o prazo médio entre a data de realização do leilão e o início da obrigação de suprimento é de 29 meses, ou seja, o leilão A-3 poderia ser apelidado de leilão “A-2,4”. A tabela 53 faz levantamento semelhante para os leilões A-5.

Tabela 53 – Leilões A-5

Leilão	Data de realização	Data de início da operação comercial	Prazo (meses)
3º leilão de energia nova	10-out-2006	01-jan-2011	51
5º leilão de energia nova	16-out-2007	01-jan-2012	50
7º leilão de energia nova	30-set-2008	01-jan-2013	51
10º leilão de energia nova	30-jul-2010	01-jan-2015	53
11º leilão de energia nova	17-dez-2010	01-jan-2015	48
13º leilão de energia nova	20-dez-2011	01-jan-2016	48
Média			50

Fonte: ANEEL, 2011.

Pela leitura da tabela 53, no caso dos leilões A-5, a situação não é diferente, em vez de 60 meses, os empreendedores tem, em média, 50 meses para início do suprimento desde a data de realização do leilão, ou seja, o leilão A-5 poderia ser apelidado de leilão “A-4,2”.

O terceiro motivo de não suprimento ao SIN na data de início prevista contratualmente é decorrente do atraso nos cronogramas das linhas de transmissão licitadas. Por exemplo, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica, três complexos eólicos com 636 MW

de capacidade, licitados no Leilão de Energia de Reserva de 2009, vão ser concluídos até 1º julho de 2012, mas não terão as ICGs, de responsabilidade da CHESF, para se conectar à Rede Básica (CANAZIO *et al.*, 2012).

Além de problemas eventualmente imputáveis às distribuidoras ou transmissoras, trata-se de um problema estrutural do setor elétrico brasileiro, uma vez que as redes encontram-se sem capacidade excedente para receber novas potências e com a transmissão sendo planejada *a reboque* da geração. O que se verifica é que muitas instalações de transmissão só são projetadas e licitadas após a realização dos leilões de energia, quando são definidos os empreendimentos de geração a serem construídos.

A solução desse problema foge da proposta deste trabalho, que é a de aprimorar a eficiência dos leilões e este é um problema de planejamento energético.

4. PROPOSTAS DE APERFEIÇOAMENTO DA METODOLOGIA DE LEILÃO REGULADO

A partir do referencial bibliográfico estudado (capítulo 2) e da análise dos resultados dos leilões de contratação de energia elétrica no âmbito do ambiente de contratação regulada (capítulo 3), são apresentadas propostas com o objetivo de aprimorar a sistemática e, assim, aumentar a eficiência econômica dos leilões.

Ao total são sete propostas, duas com o objetivo de aumento da competitividade: (i) política de adequado preço-teto, e (ii) a desfragmentação dos produtos; outras duas que buscam a comercialização das energia a um valor mais próximo ao do custo social dos projetos: (iii) os adicionais referentes aos custos de distribuição e transmissão aos lances nos leilões, e (iv) a internalização de custos ambientais; além de outros três aperfeiçoamentos: (v) os ajustes na metodologia de contratação por capacidade, visando retirar o viés de competitividade de empreendimentos com maior custo variável unitário dado pelo índice custo benefício; (vi) a estruturação de produtos em pacotes (leilão combinatório) de forma a obter-se resultados mais eficientes, e (vii) a maior integração entre os mercados livre e regulado.

4.1 Adoção de adequado do preço-teto

As discussões apresentadas neste trabalho, em particular nos itens 2.1.7 e 3.3.4, demonstram a ampla preocupação e reconhecida dificuldade dos teóricos de leilões quanto a determinação de adequado preço de reserva, assim como os problemas quando da adoção de valor inadequado.

Este trabalho ainda mostrou que, embora os reguladores possam ficar desconfortáveis em iniciar leilão reverso, com preço muito maior do que o tradicional de equilíbrio, temendo que os participantes vendessem a energia a preço muito alto, o estabelecimento de preço-teto acima da média como ponto de partida para os leilões tem o efeito oposto, por atrair maior número de agentes que possam desencadear uma concorrência mais forte, e evitar conluio.

E, embora existam vários métodos para determinar o preço inicial, tais como com base em fundamentos do mercado, custo de energia nova, índices de preços e experiência recente, entre os autores pesquisados, poucos ousaram recomendar a metodologia de determinação de preço-teto em leilões descendentes. Cramton e Stoft (2007, p.6) propuseram preço-teto de

duas vezes o custo de um novo empreendimento, dado pelo preço médio do leilão anterior; assim como o fizera Larsen *et al.* (2004), ao fazerem sugestões sobre a metodologia que poderia ser aplicada em leilões de novos empreendimentos na Colômbia, país cuja matriz também é predominantemente hidráulica, ambos sob o argumento de estimular a participação de investidores, aumentar a concorrência e, assim, derrubar o preço.

Na opinião dos primeiros, com a adoção de preço-teto correspondente ao dobro do preço de equilíbrio do leilão anterior, envia-se ao mercado forte sinal de expansão e, se não forem oferecidos projetos suficientes a esse preço, então é provável que alguma outra coisa, que não o preço, esteja restringindo a oferta.

Krishna (2002, p.26) também procura dimensionar o preço de reserva ideal (r^*), em leilões ascendente de primeiro ou segundo preço, afirmando que r^* deva satisfazer a equação 47.

$$(r^* - x_0) \lambda(r^*) = 1, \text{ ou equivalente: } r^* - 1/(\lambda(r^*)) = x_0 \quad (47)$$

Equação 47 – Preço de reserva

A partir desta equação, em uma distribuição uniforme em $[0,1]$, Krishna (2002) mostra que o melhor preço de reserva é $r^* = 1/2$. Uma vez que a análise do autor refere-se a leilão ascendente, invertendo-se a lógica para leilão descendente, chega-se em proposição similar a de Cramton e Stoft (2007, p.6) e Larsen *et al.* (2004).

No caso do setor elétrico brasileiro, embora o leiloeiro reconheça a importância da competitividade, em vez de adotar política de adequado preço-teto, o que já levou a algumas frustrações de leilão como foi visto ao longo desta tese, sua preocupação de que o preço-teto estipulado ser insuficiente para atrair quantidade de energia necessária para atender a demanda declarada pelas empresas de distribuição de energia fez que, a sistemática dos leilões de novos empreendimentos preveja o uso de um multiplicador (divisor)⁹³ da demanda a ser contratada. Trata-se de número inferior a unidade, que em leilões em que há frustração de oferta, ele é multiplicado pela demanda real das distribuidoras, de forma a reduzir a quantidade contratada no certame. Conforme discussão apresentada no item 3.2.20, em uma situação hipotética em que a necessidade real de demanda pelas distribuidoras para atender seu mercado cativo seja de 1.000 MWm, se a oferta total for de 900 MWm, esse multiplicador

⁹³ Trata-se do Parâmetro de Demanda. Definido pela Portaria MME n.º 565, de 11 de junho de 2010, como o parâmetro inserido no sistema eletrônico utilizado para a realização do leilão, pelo representante do MME, que será utilizado para a determinação do montante de energia elétrica demandada dos produtos na primeira etapa do certame (etapa uniforme).

é acionado, e assim serão contratados menos de 900 MWh de forma a garantir a competição no leilão, mesmo que isso possa significar demanda insuficiente para o consumidor.

A modicidade tarifária não pode se sobrepor à segurança do suprimento, ou seja, a garantia de concorrência nos leilões não pode por em risco o próprio abastecimento confiável de energia elétrica, por isso Larsen *et al.* (2004) e Cramton e Stoft (2007) propõem a adoção de preço-teto elevado para os leilões, como forma de estimular a participação de investidores, aumentar a concorrência e, assim, derrubar o preço. Já Grobman e Carey (2001, p.545) chegam a recomendar que preços-tetos devam ser evitados em mercados competitivos.

Posto isso e, ainda, inspirando-se no exemplo fornecido por Lloyd (2004) de leilão multirrodada pela internet, seguido de leilão anglo-holandês, este trabalho apresentará proposta alternativa ao modelo atual.

Lloyd (2004) propõe como primeira etapa do leilão, uma oferta inicial pela internet, na qual todos os vendedores pré-qualificados são convidados a apresentar suas ofertas iniciais, de forma anônima ao leiloeiro. A oferta mais baixa, que é a que prevalecerá, será visível para todos os vendedores para ajudá-los em sua avaliação da extensão da concorrência de preços e inferência do valor do produto no mercado.

Assim, em vez de sugerir um preço-teto, dada a dificuldade em se estabelecer seu valor ótimo, a proposta deste trabalho é a de deixar que o mercado o estabeleça em cada leilão, acrescentando-se mais um estágio, configurando um leilão holandês-anglo-holandês, no qual, na nova fase preliminar, cada um dos agentes oferta um lance em envelope fechado (na prática eletrônico) que quer vender seu produto, sem que haja o estabelecimento do preço-teto. Após esse lance inicial, inicia-se o procedimento já atual de leilão anglo-holandês, tendo a diferença do preço máximo passar a ser o lance mais baixo.

Com isso, mantêm-se as propriedades do sistema de leilão híbrido e, ainda, deixa que o mercado estabeleça o preço-teto a partir da introdução de fase anterior, que garanta, ainda, forte concorrência para os estágios seguintes. Em assim agindo, evitar-se-á o risco de fracasso de leilão por oferta insuficiente e, também, que se pratique poder de monopólio, visto que dois outros leilões ainda serão realizados.

Para evitar que os leilões se prolonguem por muitas horas, recomenda-se também adotar o modelo do relógio descendente tal como proposto originalmente por Cramton e Stoft (2007,

p.7), ou seja, estabelecendo em cada nova rodada propostas intermediárias, isto é, um preço máximo e mínimo por rodada.

A adoção dessa prática poderia evitar o excesso de rodadas, tal como levantado e apresentado na tabela 54. Observe que há leilões com mais de 70 rodadas, o que, considerando-se o tempo médio de 4 minutos por rodada, pode ter tido até 6 horas contínuas de lance.

Tabela 54 – Número de rodadas da fase uniforme em leilões selecionados

	Produto Térmico	Produto Hidro	Produto Eólico	Produto Biomassa	Produto Bio-Eol
Jul 2007 (4º leilão)	26				
Out 2007 (5º leilão)	54				
Ago 2008 (6º leilão)	72				
Set 2008 (7º leilão)		26			
Dez 2009 (2º LER)			75		
Ago 2010 (3º LER)		31	55	21 (2012) e 30 (2013)	
Ago 2010 (2º LFA)		14			57

Fonte: CCEE, 2011.

Por fim, além de todas as desvantagens mencionadas neste trabalho sobre a adoção do preço de reserva inapropriado, com a transparência da norma (atualmente não se sabe o critério utilizado para a definição do preço-teto), permite que os empreendedores decidam se devem investir no desenvolvimento de projetos para o leilão seguinte e, ainda, evita-se a angústia de ter de esperar por apenas um mês antes do leilão para saber qual será o preço-teto.

Não se pode negar, todavia, a legítima preocupação do governo em se evitar a prática de poder de mercado em situações especiais. Em casos em que os projetos habilitados forem insuficientes para garantir a competição adequada, o estabelecimento de reduzido preço-teto parece ser recomendável. E ainda, no caso da licitação isolada de um grande empreendimento, o estabelecimento de preço-teto em leilão reverso pode ser necessário para limitar o poder de mercado e evitar a formação de conluios, pois, em sua ausência, os oligopolistas podem praticar preços sem limite, dado o pressuposto de que a demanda é inelástica.

4.2 Internalização dos custos de transmissão

Antes de apresentar as propostas de internalização dos custos com transmissão é feito um breve *overview* do sistema de transmissão brasileiro para ajudar a sustentar a proposta.

4.2.1 Overview do sistema de transmissão

O sistema interligado nacional é bastante complexo, o maior da América Latina, com uma

capacidade instalada superior a 110 GW, com aproximadamente 90% de sua energia produzida provindo de usinas hidrelétricas. O *mix* de produção restante inclui eólica, e termelétricas a gás natural, biomassa do bagaço da cana-de-açúcar, carvão, nuclear e óleo.

O sistema hidrelétrico principal é composto de 180 plantas (ANEEL, janeiro de 2012), com capacidades que variam de 30 MW a 14.000 MW e localizadas em uma dezena de bacias hidrográficas em todo o país, integradas em uma grade principal de mais de 100.000 km, com tensões de transmissão de 230 kV a 765 kV, com mais dois *links* de corrente contínua: um de 600 kV e 900 km de linha, que faz parte do sistema de transmissão de Itaipu, e uma interligação de 2.178 MW, *back-to-back* com a Argentina.

A rede básica de transmissão, composta por instalações com tensão maior ou igual a 230 kV, do sistema interligado nacional (SIN) teve sua origem determinada pelo artigo 17 da Lei nº 9.074, de 07/07/1995. Desde então, o processo de planejamento de transporte se tornou muito mais complexo, já que os geradores passaram a ser livres para decidir quando e onde construir novas capacidades e, assim, os planejadores passaram a ter em conta um elemento adicional de incerteza na concepção da rede, configurando-se, assim, o dilema do “ovo ou da galinha”. Por um lado, os investidores em geração têm de saber de antemão seus custos de transmissão associados, a fim de considerá-los em seus preços de contrato. Por outro lado, os planejadores de transporte têm de saber se os geradores vão ser construídos (ou seja, ganharam os contratos de comercialização), a fim de projetar o sistema de reforços de transmissão e, portanto, ser capaz de alocar os custos de transmissão entre os usuários da rede.

Os custos com o transporte da energia acabam, ao final, influenciando na competitividade dos projetos, pois se pode ter a competição entre usinas hidrelétricas novas, que são geralmente distantes dos centros de carga e, portanto, têm-se maiores custos de transmissão contra as termelétricas, que estão mais próximas dos centros de carga, com os custos de transmissão correspondentemente menores.

Nesse universo complexo de sistemas de transporte da energia elétrica dos geradores aos consumidores, o empreendedor de geração, para participar dos leilões de comercialização de energia elétrica no ACR, deve sempre apresentar a informação de acesso⁹⁴, a qual pode ser

⁹⁴ De acordo com as regras do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição), o empreendedor deve realizar Consulta de Acesso à concessionária local, ou seja, solicitação formulada pelo acessante à acessada com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos para o acesso. A concessionária, por sua vez, tem prazo máximo de 60 dias para emitir Informação de Acesso, a qual indica as características do ponto de conexão de interesse do

obtida junto à distribuidora ou transmissora.

E o acessante tem, de forma genérica, duas possibilidades de acesso ao sistema elétrico e, conseqüentemente, duas possibilidades de custo: conexão via sistema de distribuição ou de transmissão.

Quando do acesso direto ao agente de transmissão, o agente de geração fica sujeito ao pagamento da TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. De acordo com a Resolução da ANEEL nº 281, de 1º de outubro de 1999, o valor da TUST de cada empreendimento de geração é definida pela metodologia nodal⁹⁵, que dá um sinal econômico locacional.

Já quando da conexão diretamente no agente de distribuição, a central de geração ficará sujeita ao pagamento da TUSDg – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Entretanto, dependendo da tensão de conexão, a metodologia de cálculo e, conseqüentemente o valor da tarifa, também pode variar. Em conexão inferior a 69 kV, o valor da TUSDg seguirá a Resolução Normativa nº 166/2005, sem ser considerado o sinal locacional da usina no sistema. A tarifa paga pelo gerador será aquela definida pela Aneel por essa Resolução com um valor para cada concessionária. Entre os componentes da TUSDg, tem-se: custo com a conexão às instalações da rede básica; perdas elétricas na rede básica (perdas técnicas e não técnicas), e encargos do serviço de distribuição.

O tratamento diferente entre sistema nodal e tarifa-selo impõe condições de competitividade distintas entre os projetos, com precificação inadequada na aplicação da tarifa selo. Quando o sistema elétrico nacional era composto exclusivamente por grandes centrais geradoras, era justificável tratar a geração distribuída de forma coletiva. Entretanto, fontes de biomassa, eólica, PCH e, inclusive, termelétricas a óleo de pequeno porte, vem crescendo sua importância no sistema, interferindo no comportamento do próprio sistema, não sendo mais viável tratá-las de forma coletiva, já merecendo tratamento individualizado pelo operador nacional do sistema.

Nesse sentido, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 349, de 13/01/2009,

acessante e aquele indicado pela distribuidora, incluindo requisitos técnicos e padrões de qualidade.

⁹⁵ A forma de rateio dos custos de transmissão está regulamentada pela ANEEL e obedece à definição de uma tarifa de uso da transmissão, calculada de acordo com uma metodologia denominada nodal, porque leva em consideração cada subestação ou nó da rede básica. O cálculo das tarifas de transmissão contempla o conjunto de linhas de transmissão, transformadores, geradores e cargas elétricas em cada subestação, ou nó, do sistema elétrico interligado. A ANEEL utiliza esse mesmo programa e informações para estabelecer a tarifa de transmissão a ser usada para o cálculo dos encargos de cada usuário. Como o sistema está em permanente expansão, com o acréscimo de novas usinas e linhas de transmissão, tal valor é recalculado anualmente.

regulamentou que em conexões em 88 ou 138 kV, o cálculo da TUSDg passou a seguir metodologia locacional. A aplicação da nova metodologia está em fase de transição, conforme rege a Resolução Normativa nº 402, de 29/06/2010. O ideal é que a metodologia nodal seja aplicada a todas as unidades de geração.

Por fim, de acordo com o art. 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 117, de 03/12/2004, os custos das instalações de Rede Básica serão rateados na proporção de 50% para o segmento consumo e 50% para o segmento geração, de forma a dar o sinal econômico de localização às duas pontas do sistema.

Ao mesmo tempo, os projetos de fonte eólica, PCH e biomassa com até 30 megawatts de potência injetada no sistema ainda fazem jus ao benefício de desconto de 50% nas tarifas de transporte, conforme regulamentação dada pela Resolução ANEEL nº 77/2004⁹⁶.

4.2.2 Internalização do efeito locacional

Feito o resumo a respeito do sistema de transmissão de energia elétrica brasileira e, retomando-se as discussões, apresentadas no item 2.3.1 desta tese, de que externalidades não se limitam ao meio-ambiente e podem implicar também em custos ou benefícios sociais (JOSKOW, 1992, p.54), que associadas à produção de eletricidade podem causar ineficiência (DODDS; LESSER, 1997, p.66), propõe-se que nos leilões de contratação de energia elétrica seja criado um adicional ao lance do gerador que refletisse o custo do consumidor com os sistemas de distribuição e transmissão. Assim, os projetos seriam classificados a partir da soma desse adicional com o valor da sua proposta de venda de energia elétrica. Esse valor seria calculado pelo Operador Nacional do Sistema previamente ao leilão, com base nos informes de acesso protocolados, sendo os valores divulgados antes do leilão, a fim de dar transparência ao processo.

Do mesmo modo, no ranqueamento dos projetos, além de somar a parcela do consumidor como adicional ao lance (sem que o gerador pague, trata-se apenas de adicional para classificação durante a realização do leilão), propõe-se que seja considerado um adicional, também para fins de classificação, ao valor do lance, do montante de desconto que o gerador faz jus quando de fonte incentivada.

A necessidade de internalização dos custos com transmissão ficou clara nos leilões de

⁹⁶ Vide nota de rodapé 45, página 72.

concessão e comercialização de energia das hidrelétricas do rio Madeira, cujo custo de transmissão não alocado ao valor do lance dos projetos, ou seja, adicional ao consumidor, é de aproximadamente R\$ 20/MWh, conforme discussão apresentada no item 3.2.9. Esses empreendimentos não competiram com outros, mas nos leilões competitivos há projetos localizados em todas as unidades da federação, que acabam competindo em desigualdade de condições pela consideração não plena dos custos de transmissão.

4.2.3 Internalização de restrições elétricas

Os leilões de comercialização são realizados de forma global, ou seja, contratam-se fontes em função da necessidade de demanda total do SIN e, não, pela necessidade de cada submercado. Em assim agindo, aloca-se o risco de submercado às distribuidoras, sendo, ao final, custeado pelo consumidor cativo. A partir do momento em que este risco de submercado não é considerado nas contratações de energia elétrica no âmbito do ACR, não se sabe se o benefício econômico da competição no segmento de geração compensa os custos com a implantação de novos sistemas de transmissão, de forma a reduzir, entre os mercados, os gargalos que se tornam explícitos quando da diferença de PLDs entre os submercados, conforme ilustra a figura 34.

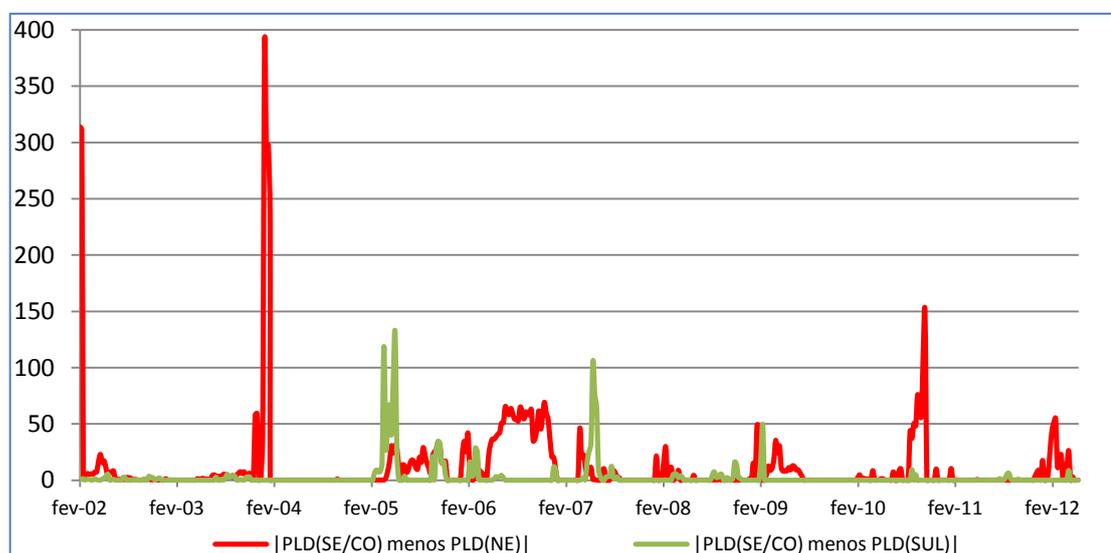


Figura 34 – Diferenças entre PLDs em módulo

Fonte: CCEE.

Destarte, além do adicional ao lance do custo total com transporte proposto no item 4.2.2, de forma a mais se aproximar do custo social na classificação dos lances, propõe-se a criação de outro adicional que reflita o preço de risco do submercado ao lance.

Em termos metodológicos, para cada leilão, o ONS poderia calcular o custo de oportunidade de transmitir a energia de um subsistema a outro, pela necessidade de novos investimentos em transmissão. De forma simplificada, apenas para entender o conceito, seria como adicionar ao lance, no ranqueamento dos projetos, a diferença de PLDs entre os submercados em função da distribuição de demanda solicitada pelas empresas distribuidoras de energia, considerando-se a situação elétrica vigente. Assim, os agentes de geração ofertariam sua energia em seu submercado e esta poderia competir em outros submercados com o acréscimo (adicional não pago pelo gerador, mas considerado no ranqueamento dos projetos) referente à necessidade de investimentos para que a energia supra o submercado com maior demanda.

Cabe ressaltar que, o cálculo desse custo referente à necessidade de investimento em transmissão, associado à diferença de preços entre submercados, é muito complexo. O resultado é não linear, evoluindo pouco até atingir a capacidade de interligação, e de repente sofrer descontinuidade. Seu cálculo dependeria de premissas como a de crescimento de demanda regional, entre outras; e a metodologia poderia estabelecer um nível de risco para o qual se aceitaria que o sistema atingisse sua capacidade, e, conseqüentemente o custo máximo. Essa valoração em si é um desafio, que indica a necessidade de trabalho futuro específico para sua discussão em profundidade, até que seja apresentada metodologia detalhada, o que, seguindo os ritos do setor, deveria ainda ser submetida à audiência pública, de forma a receber as contribuições dos agentes.

E com isso, cada submercado pode ser um produto, só que ao vender em um submercado fora do qual se encontra a geração, o lance é classificado com (des)ágio referente à necessidade de investimento em transmissão.

Em momento em que os agentes do setor discutem a regionalização dos leilões (MONTENEGRO, 2012), com a inserção do adicional aqui proposto, não há a necessidade de realização de leilões por submercado. Poder-se-ia, sim, como descrito no parágrafo anterior, apresentar produtos por submercado (lado comprador), mas sem restrições pelo lado do vendedor, apenas ajustando os lances de forma a representar os custos globais do sistema para garantir tratamento isonômico entre as fontes, não apenas o valor econômico privado por megawatt-hora atual dos leilões.

Tal proposta vai ao encontro, também, do conceito defendido por Castro, conforme declaração concedida ao CanalEnergia (MONTENEGRO, 2012), de que o aprimoramento da

expansão da geração seja feito em consonância com a ampliação do sistema de transmissão:

“É necessário que, ao invés de a gente partir direto para o que se chama leilão regionalizado, entender que a transmissão talvez possa ser mais barata do que você colocar uma fonte próxima. Ter essa avaliação múltipla entre geração e transmissão, de modo a, aí sim, colocar de forma otimizada a expansão do sistema. São dois pontos importantes que a gente precisa avaliar”.

Por fim, com a incorporação desses dois adicionais, será possível ranquear os projetos de geração pelo custo global (geração mais transporte), ou seja, internalizando a externalidade locacional, pela necessidade de reforços nos sistemas de transmissão intra e entre submercados, aproximando-se, dessa forma, ao custo social dos projetos para os consumidores.

4.3 Internalização dos custos ambientais

No capítulo de adicionais de externalidade no referencial teórico desta tese, destaca-se a afirmativa de Joskow (1992, p.54) que defende que problemas com externalidade são uma forma particular de falha de mercado que resultam da falta de mercado para os direitos de utilização de recursos ambientais escassos.

E, a proposta de maior consenso entre os autores estudados no item 2.3 (FREEMAN *et al.*, 1992, p.123-24; JOSKOW, 1992, p.60) de forma a resolver o problema de externalidade “otimamente”, é pela criação de mercado de licenças negociáveis ou pela simulação do preço desse mercado.

Caso fosse implantado o sistema de licenças de emissão negociáveis e regras comerciais ótimas, o adicional ao preço do produto seria sempre zero, pois o custo que a nova fonte impõe à sociedade é o custo adicional de controle na fonte vendedora, e esse custo já estará internalizado pelo custo das licenças. Mas se as regras comerciais não forem ótimas, o componente é igual à diferença dos danos marginais com relação às demais fontes.

Assim, como não há metodologia de simulação desse preço, tal como existe no cálculo dos custos de transmissão, e recorrendo-se a criação do mecanismo de desenvolvimento limpo, o setor elétrico brasileiro poderia criar seus próprios mecanismos, com a vantagem institucional de que conta com o supraministerial CNPE – Conselho Nacional de Política Energética –, o qual pode e tem o poder, de agrupar os interesses econômicos, energéticos e ambientais, entre outros.

Uma vez que seja adotado o mercado de carbono como *benchmark*, cabe aqui, pequena revisão de sua formulação. O Protocolo de Kyoto foi acordado em 1997 sob a Convenção-Quadro de Mudanças Climáticas das Nações Unidas, no qual os países desenvolvidos (Anexo I, 36 de 166, ou países signatários) se comprometeram a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEEs) em média 5,2% abaixo do patamar de 1990, no período de 2008 a 2012.

E, para atingir suas metas, durante a 3ª Conferência das Partes (COP-3) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, propôs-se a utilização de instrumentos de mercado com o objetivo de flexibilizar o cumprimento das metas de redução das emissões de gases de efeito estufa dos países do Anexo I.

Os mecanismos de flexibilização existentes no Protocolo de Kyoto são: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), descrito no artigo 12; Implementação Conjunta, no artigo 6, e Comércio de Emissões, descrito no artigo 17 do Protocolo.

Esses mecanismos foram importantes indutores para a formação de novo mercado ambiental: o chamado mercado de carbono. O Protocolo de Kyoto criou um mercado internacional, na qual as reduções de emissões de GEEs e a remoção atmosférica de CO₂ poderiam ser comercializadas entre países por meio de créditos de carbono. Com a entrada em vigor do Protocolo, em 16 de fevereiro de 2005, o mercado evoluiu, aumentando, consideravelmente, os volumes e os valores negociados.

Além do mercado de Kyoto, foram também criados outros mercados em países que não ratificaram o Protocolo, como, por exemplo, a *Chicago Climate Exchange* e o *New South Wales Greenhouse Gas Abatement Scheme*, nos Estados Unidos. Contudo, os principais mercados de carbono são o de Kyoto e, em especial, o *European Union Emissions Trading Scheme*, onde são comercializadas permissões para emissão entre os países da União Europeia. O mercado de carbono comercializa as transações baseadas em Reduções Certificadas de Emissões (RCE) provenientes de atividades de projeto de MDL.

No mercado de carbono de Kyoto, a demanda por RCE depende do aumento das emissões de GEE (em relação a 1990) nos países, Anexo I das metas de redução de cada país, do custo das reduções domésticas e das estratégias adotadas em cada país para o cumprimento daquelas. O Protocolo de Kyoto estabeleceu que os mecanismos de flexibilização devam ser utilizados de forma suplementar às ações domésticas, sendo que cada país pode determinar o que entende por suplementar. Já no mercado não- Kyoto (voluntário), a demanda por projetos de mitigação

das emissões de GEEs depende das características do programa adotado.

Enquanto que no mercado regulado (Quito), os créditos de carbono (CERs – *Certified Emission Reductions*) são gerados fora desses países pelo MDL e são certificados pela ONU. No mercado voluntário, os créditos de carbono (VERs – *Verified Emission Reduction*) podem ser gerados em qualquer lugar do mundo e são auditados por uma verificadora local.

Voltando ao objetivo desta tese de aumento da eficiência econômica dos leilões do ACR, sendo o custo socioambiental dos projetos um dos pilares do aumento da eficiência, a governança climática ocupa papel central no valor do custo social das centrais de geração de energia elétrica.

Posto isso, a proposta deste trabalho é o do estabelecimento, no âmbito do CNPE, de metas de redução de externalidades ambientais negativas por centrais de geração de energia elétrica existentes, assim como, valores máximos permitidos de emissão dessas externalidades para novos projetos de geração. E, analogamente ao que ocorreu com o Protocolo de Kyoto, criar mecanismos de flexibilização tal como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, de forma a criar mercados para cada externalidade (certificados nacionais). Em caso de descumprimento, deve ser prevista a aplicação de penalidade em valor superior ao que o mercado estiver comercializando os créditos.

Como primeira proposta de identificação das externalidades a serem consideradas, recorreu-se ao estudo de Tolmasquim *et al.* (2000) o qual apresenta a classificação de externalidades para geração hídrica e térmica.

No caso de geração hidrelétrica, os autores apresentam oito externalidades: (i) danos causados à biodiversidade – espécies vegetais e animais –; (ii) danos causados aos recursos históricos e culturais; (iii) benefícios obtidos com a criação do reservatório; (iv) danos causados a produtos extrativos madeireiros e não madeireiros; (v) danos causados às espécies vegetais – plantas medicinais – que contribuem para o desenvolvimento de novas drogas –; (vi) danos causados à biodiversidade – funções ecossistêmicas: sequestro de carbono –; (vii) perda de benefícios provenientes das atividades econômicas dependentes do corpo receptor face à erosão do solo, e (viii) danos causados aos recursos minerais.

No caso de geração termelétrica, os autores apresentam propostas de valoração para os seguintes casos: (i) danos causados à saúde humana face às emissões atmosféricas de óxido de

enxofre e material particulado, e (ii) o aquecimento global provocado pelas emissões de dióxido de carbono, sendo que esta última já é adotada pelo MDL, conforme citado no decorrer deste item.

Lembrando ainda que, em adotando-se metas e criação de mercado de comercialização das externalidades pelo CNPE, como enfatizam Freeman *et al.* (1992), deve ser considerada a política ambiental já existente.

4.4 Contratação termelétrica

Just e Weber (2008, p. 3199) defendem que, em geral, mercados de reserva de capacidade são complexos devido à opção de reservar a capacidade com antecedência e por ser aleatoriamente despachada, potencialmente várias vezes em tempo real.

Cramton e Stoft (2007, p.53) acreditam que o mercado de capacidade é necessário na maioria dos mercados de eletricidade, pois os atuais são incapazes de oferecer confiabilidade e necessário preço de escassez para induzir nível de capacidade confiável. Assim, ao remunerar a potência de pico, criam-se incentivos para investimento eficiente.

Além disso, Tishler *et al.* (2008, p.1626) também apontam outra preocupação no desenho dos mercados: os consumidores não aceitam a alta volatilidade de preços. Nesse sentido, eles argumentam que, na procura da estabilidade, os reguladores e os políticos tendem ou a manter o setor de energia elétrica regulado com capacidade geradora de eletricidade suficiente e preços estáveis, ou intervir no mercado competitivo de eletricidade.

Na definição de modelos de contratação por disponibilidade, Stoft e Kahn (1991) demonstram ser contra métodos de triagem para preços com base na abordagem da “percentagem de custo evitado”, frequentemente usado para avaliar as propostas em leilões de capacidade, alegando que esses métodos são antieconomicamente preconceituosos contra projetos que operam na base, porque negligenciam os efeitos de duração de seus despachos, mesmo se for economicamente despachado, é ineficiente e leva a viés contra a geração de base.

Stoft e Kahn (1991) afirmam, ainda, que, no âmbito do despacho econômico, quanto menor o custo variável de operação, maior será a duração de seu despacho. E, geralmente, o aumento no período de despacho mais do que compensa a redução no preço da energia, de modo que ofertas de preço baixo custam mais. Os autores também argumentaram que a geração na base, ou seja, projetos de baixo custo variável, não terão seu verdadeiro valor refletido por essa

metodologia. Por fim, eles argumentam que pequenas mudanças nos parâmetros da oferta nos leilões poderão, facilmente, resultar em escolhas para usinas de custo mais elevado. Fato esse observado nos casos brasileiros analisados no item 3.3.1.

E, com base nas discussões apresentadas nas seções anteriores, verificou-se que a metodologia utilizada no Brasil para contratar usinas termelétricas que não são despachadas na base, a partir do Índice Custo Benefício – ICB –, está aberta a objeções.

Tanto que, o próprio governo brasileiro já utilizou outros índices alternativos, tal como o ICE – Índice de Classificação do Empreendimento –, para contratação da fonte biomassa no leilão de reserva de 2008 (vide item 3.2.8), e, depois, o PEQ – Preço Equivalente –, nos leilões de energia de reserva e fontes alternativas realizados em 2010 (vide item 3.2.17), com o ICB voltando a ser utilizado no leilão A-3 de 2011.

Posto isso, considerando-se as fraquezas do ICB analisadas no item 3.3.1, a afirmação de Cramton e Stoft (2005, p.54) sobre a necessidade de se proporcionar incentivos corretos para fornecer a carga pelo que ela vale, a opinião de Joskow (1992, p.59) de que o regulador deve oferecer oportunidades e incentivos aos consumidores para a utilização de eletricidade sabiamente e de que um bom mercado de capacidade deve induzir ao correto montante de investimento, em locais corretos, a proposta deste trabalho é a de alteração mais profunda na forma de contratação termelétrica com flexibilidade operativa. Propõe-se que leilões de contratação de energia passem a ser feitos pela ótica da demanda, de forma a melhor orientar a sinalização de preços até a ponta inicial – geração. Para entender o que se quer propor, inicialmente é necessário entender a estrutura tarifária brasileira.

Atualmente são adotadas, no Brasil, dois grandes grupos de níveis de tensão, Grupo “A” e Grupo “B”⁹⁷. A diferença entre elas decorre do fato de os custos relativos às Tarifas de Uso

⁹⁷ A ANEEL instaurou Audiência Pública 120/2010 com o objetivo de colher subsídios quanto à alteração metodológica da Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, que compõe o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. A partir dos resultados a serem obtidos com esta proposta de revisão da estrutura tarifária, a ANEEL pretende adequar o sinal tarifário na tarifa de energia e, assim, repassar ao consumidor cativo um incentivo que reflita os custos atuais da geração de energia, por meio de sinal econômico de curto prazo. Na prática, a operação do sistema tem provocado aumento de custos associados à segurança energética, que podem se tornar desnecessários caso o consumidor consiga reagir ante um sinal de preço, gerenciando suas cargas. A proposta da ANEEL é por meio da criação de bandeiras tarifárias: verde, amarela e vermelha, como em um semáforo de trânsito, que refletirão os custos de geração, inclusive para fins de segurança energética. Será bandeira verde quando o custo de geração refletir apenas os custos dos contratos já precificados no reajuste ou revisão. A bandeira amarela indicará um sinal de atenção, pois ou o valor da água, refletido no PLD, está em trajetória de elevação, ou usinas térmicas são utilizadas fora da ordem de mérito. A bandeira vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e o equilíbrio entre oferta e demanda ocorre com maiores custos de geração.

do Sistema de Distribuição – TUSD não serem inteiramente cobrados em R\$/KW, sendo todo ou parte desses custos transferidos para R\$/MWh.

O grupo “B” refere-se ao grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela estruturação tarifária monômnia (tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa) e dividido nos seguintes subgrupos: B1 residencial, B1 residencial baixa renda, B2 rural, B2 cooperativa de eletrificação rural, B2 serviço público de irrigação, B3 demais classes e B4 iluminação pública.

Já o grupo “A” é o agrupamento composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição, caracterizado pela estruturação tarifária binômnia: conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável. São três as modalidades de tarifas aplicadas ao grupo tarifário A: azul, verde e convencional.

A estrutura tarifária convencional, aplicada a consumidores com demanda inferior a 300 kW, é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, independente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

A estrutura tarifária horossazonal, verde ou azul, é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

Pela tarifa horossazonal azul, a aplicação de tarifas é diferenciada em função do consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Na tabela 55, há um resumo dessa modalidade.

Conforme pode ser verificado na tabela 55, a estrutura tarifária horossazonal azul apresenta quatro tarifas de consumo e duas tarifas de demanda. Ao possibilitar que se cobre a demanda em ponta e fora de ponta, permitirá certa flexibilidade do consumidor em modular sua carga, de forma a melhor aproveitar a diferença de tarifa, ou seja, incentivo ao uso da energia considerando-se as características do sistema elétrico brasileiro.

Tabela 55 – Estrutura da Tarifa Horossazonal Azul

Demanda de Potência	Consumo de Energia
Horário de Ponta ⁹⁸	Horário de Ponta em período úmido
	Horário de Ponta em período seco
Horário Fora de Ponta ⁹⁹	Horário Fora de Ponta em período úmido
	Horário de Fora Ponta em período seco

Fonte: ANEEL.

Pela tarifa horossazonal verde a aplicação de tarifas é diferenciada em função do consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. A tabela 56 resume essa modalidade.

Tabela 56 – Estrutura da Tarifa Horossazonal Verde

Demanda de Potência	Consumo de Energia
Tarifa única	Horário de Ponta em período úmido ¹⁰⁰
	Horário de Ponta em período seco ¹⁰¹
	Horário Fora de Ponta em período úmido
	Horário de Fora Ponta em período seco

Fonte: ANEEL.

O enquadramento em cada uma das estruturas tarifárias depende do nível de tensão e demanda dos consumidores. Aqueles atendidos em tensão superior a 69 kV, independente da demanda, deverão ser enquadrados na tarifa horossazonal azul. Já os consumidores em tensão inferior a 69 kV, mas com demanda superior a 300 kW, deverão ser enquadrados na tarifa horossazonal verde ou azul. Por fim, para quem é atendido em tensão inferior a 69 kV e demanda inferior a 300 kW poderão, opcionalmente, ser enquadrados na tarifa convencional, ou nas horossazonais azul ou verde.

Posto isso, a proposta de aperfeiçoamento dos leilões de contratação de energia elétrica no ambiente regulado é de que, em vez de contratação da energia com sazonalização flat, os produtos dos leilões sejam segmentados conforme a estrutura tarifária em vigor¹⁰², ou seja, o leilão ofereceria os seguintes produtos: energia ponta seca; ponta úmida; fora de ponta seca, e fora de ponta úmida. Assim, as distribuidoras de energia elétrica, em vez de informarem suas necessidades de atendimento de suas demandas de forma flat ao longo do ano, passariam a

⁹⁸ Horário de ponta: período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, *Corpus Christi*, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características de seu sistema elétrico.

⁹⁹ Horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

¹⁰⁰ Período úmido: período de cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

¹⁰¹ Período seco: período de sete meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

¹⁰² Uma vez atualizada a estrutura tarifária, conforme discussão da Audiência Pública, ANEEL 120/2010, os produtos dos leilões devem seguir a mesma atualização.

informar suas necessidades de atendimento, em megawatt médio, para cada um dos quatro produtos.

Além disso, propõe-se que esses produtos horossazonais sejam leiloados com base na experiência da Colômbia em contratação por capacidade. Em 2008, a agência de energia colombiana (*Comisión de Regulación de Energía y Gas*) implementou um sistema de contratação de eletricidade, com o produto capacidade sendo um contrato de opção de compra fisicamente lastreado em energia. Essa opção de compra é essencialmente composta de: (i) energia firme: que é a energia que o gerador é capaz de gerar, mesmo sob condições de escassez; (ii) preço de exercício: considera-se em situação de escassez quando o preço do mercado excede o preço de escassez, e (iii) prêmio: em troca deste compromisso, os geradores recebem um prêmio (custo de confiabilidade), desde que honrem suas obrigações, cujo valor é definido por meio de leilões (CRAMTON; STOFT, 2007; MAURER; BARROSO, 2011).

Assim, cada um dos produtos seria negociado via uma opção. Logo, teriam um preço de exercício (*strike*) definido pelo leiloeiro, cujo montante seria o solicitado pela distribuidora e a negociação no leilão seria para definição do prêmio da opção, com cada agente calculando o valor do prêmio em função da volatilidade do mercado *spot*, assim como o que é feito no mercado financeiro.

4.5 Leilão combinatório

Apresentado no item 2.1.10, os leilões combinatórios são aqueles de vários itens em que os licitantes podem concorrer diretamente por subgrupos não triviais (“pacotes” ou combinações) dos itens que estão sendo vendidos, em vez de se limitar a apresentar propostas em cada item individualmente (CRAMTON; SHOHAM; STEINBERG, 2006).

De acordo com Ausubel e Milgrom (2002, p.38), esses leilões levam a resultados eficientes, como também, se um jogador der, honestamente, um lance. Trata-se de uma alocação no núcleo¹⁰³.

Nesse sentido, dado o objetivo deste trabalho de propor melhoras aos leilões de contratação de energia elétrica de forma a aumentar sua eficiência, buscou-se algumas opções de pacotes a serem licitadas.

¹⁰³ Pontos em relação aos quais é impossível que o indivíduo faça algum recontrato, melhorando sua condição sem piorar a de alguém representa o *core*, em outras palavras, são as alocações que representam equilíbrio Walrasiano – alocações de bens para consumidores que estão no conjunto de pontos eficientes no sentido de Pareto, da caixa de Edgeworth.

O pacote inicialmente estudado seria o de combinar leilões de geração com transmissão, mas especificadamente de geração com leilões de ICG – instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada. Com isto, poder-se-ia ainda mitigar a dificuldade indicada nos itens 3.3.7 e 4.2, de que o custo da conexão pode variar muito em função dos geradores vencedores da licitação e o consequente dilema do “ovo e da galinha”.

Além da busca pela eficiência econômica, outra vantagem da licitação conjunta, combinação geração mais ICG, é que se evitaria o claro descasamento de cronogramas, relatado em 3.3.7. Exemplo desse desalinhamento ficara evidente em 2010, entre o edital do leilão de fontes alternativas 2010 e a chamada pública ANEEL nº 01/2010. A subcláusula 1.1.2 do edital do leilão, assim como o item 4.3 da minuta do respectivo CCEAR, estabeleciam o início do período de suprimento das centrais vendedoras para 1º de janeiro de 2013. Por outro lado, em 17 de novembro de 2010, a ANEEL lança o edital de chamada pública nº 01/2010, que, com base no relatório da EPE “Estudos para a licitação da expansão da transmissão – análise de integração das usinas contratadas nos leilões de energia renováveis – LER 2010 E LFA 2010” (EPE-DEE-RE-054 /2010-r1, de 11 de novembro de 2010) –, aloca 29 empreendimentos, que totalizam 789,20 MW, na recém-criada SE João Câmara II, com provável data de energização apenas para setembro de 2013, configurando-se o descasamento entre a data de operação comercial das centrais de geração de energia elétrica e a disponibilidade do sistema elétrico em receber essa energia.

Entretanto, em uma mesma ICG, vários agentes de geração podem conectar-se, o que dificultaria o tratamento em pacote, pois a configuração final da ICG dependerá de quantas centrais de geração sairão vencedoras no leilão de geração, para o mesmo ponto de conexão.

Outra dificuldade em organizar leilões combinatórios para setores diferentes da indústria de energia elétrica é que, em função da especialização de empresas, há aquelas com maior *expertise* na geração e, outras, em transmissão. Assim, a construção conjunta de centrais de geração e sistemas de transmissão pode não ser a garantia de maior eficiência econômica.

A proposta do pacote geração mais transmissão pode ser viável apenas em casos particulares, quando de projetos localizados em regiões isoladas e que necessitassem da construção de grandes linhas de transmissão para se interligarem a rede, como foi o caso das hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio. Nos casos dos empreendimentos do rio Madeira, poderia licitar-se a

opção do pacote com o sistema de transmissão, além dos próprios lances isolados, saindo vencedora a(s) proposta(s) de menor custo global.

A melhor forma de adoção do leilão em pacotes é pela combinação de mesmo produto, ou seja, pacote de produtos de geração, no caso deste trabalho. Nesse sentido, tomando-se ainda a proposta feita no item 4.4 de diferenciação de contratação da energia elétrica nos produtos (a energia ponta seca, ponta úmida, fora de ponta seca e fora de ponta úmida), os leilões poderiam permitir a combinação de partes ou todo dos produtos, sendo declarados vencedores, aqueles que oferecessem as melhores propostas para as combinações viáveis.

Por exemplo, algum gerador poderia oferecer lances para todos os horários de ponta, outro gerador para todos os produtos no período de seca, outro para as 8.760 horas do ano (todos os produtos) e assim por diante. Dadas todas as combinações de lances, o sistema determinaria quais são os lances que reduzem o custo global do sistema o qual, por fim, ainda aumentam a eficiência da contratação.

Outra possibilidade de uso do sistema de leilão combinatório, que se aplicaria não somente a contratos por disponibilidade, mas também por quantidade é segmentar os produtos, por exemplo, em períodos de cinco em cinco anos (com prazo mínimo, máximo e intervalo definido pelo leiloeiro), sendo assim, os geradores poderiam montar pacotes não somente em função dos horários/períodos do ano, como também por prazos dos contratos. Por exemplo, seria permitido, entre muitas outras combinações, que um gerador ofertasse um lance para os períodos secos nos próximos dez anos.

Além desses exemplos do leiloeiro oferecer possibilidades de produtos em pacotes, uma outra estrutura de pacote eficiente do ponto de vista da geração é permitir que o empreendedor possa oferecer energia elétrica no leilão a partir de um pacote de centrais de geração de fontes distintas (bens complementares), ou seja, sem a rigidez de oferecer energia elétrica de somente um projeto.

Ao ser permitido vender, por exemplo, energia a partir da combinação de fonte eólica mais hidrelétrica, o gerador pode montar um portfólio hidroeólico, permitindo-lhe que a energia resultante seja maior que a soma simples das fontes, pois dada a complementaridade do regime pluviométrico com o de ventos é possível acumulação de água nos reservatórios hidrelétricos nas épocas de ventos abundantes, para então ser usada quando da baixa incidência de brisa.

Dada mesma forma, pode-se estruturar um portfólio entre a fonte hídrica e a geração termelétrica a partir da queima do bagaço da cana-de-açúcar. Essa última, mesmo não sendo gerada ao longo de todo o ano, não pode ser tratada como secundária ou interruptível, pois está disponível durante todo o período de safra do setor sucroalcooleiro, que dura cerca de sete meses, sujeitando-se apenas aos índices de interrupção programada e forçada aplicáveis a qualquer outro tipo de instalação de geração. Assim, a energia elétrica gerada pelas usinas de açúcar e álcool pode ser considerada como uma energia assegurada sazonal.

Como vantagem adicional, a cogeração do bagaço da cana é disponibilizada no período seco, podendo ser tratada no portfólio dos ofertantes no leilão como um complemento seguro à geração das usinas hidrelétricas e assim permitindo que essas, protegidas pelo *backup* das centrais de biomassa da cana, façam um aproveitamento mais racional de sua capacidade de geração, podendo gerar mais energia no período úmido, dado que o armazenamento de energia para atender ao período seco não precisaria ser tão grande.

Por fim, a combinação dessas três fontes, hidrelétrica, biomassa da cana-de-açúcar e eólica pode resultar em um portfólio extremamente eficiente, cujo lance combinado seria de grande eficiência, contribuindo aos propósitos do leilão.

4.6 Desfragmentação dos leilões

No desenvolvimento do projeto de leilão, conforme já destacado no item 2.1.5 deste trabalho, é de fundamental importância evitar-se os seguintes problemas: o comportamento colusório e predatório; a barreira a entrada de novos competidores, e o poder de mercado (KLEMPERER, 2002). No caso particular de leilões de energia, Cramton e Stoft (2007, p.8) reforçam a necessidade em combater o poder de mercado, já que existe forte incentivo para que os geradores existentes o exerçam.

A partir da análise comparativa entre os resultados dos leilões de empreendimentos existentes e novos empreendimentos, apresentada no item 3.3.2, propõe-se a condução de leilão conjunto entre as energias nova e existente, uma vez que, no caso brasileiro, as desvantagens da segmentação (concentração de mercado e conceitual conflito de interesse pelo governo federal) já superam as vantagens (atendimento a objetivos de planejamento distintos, evitando que os preços sejam definidos pelo custo marginal). Com a desfragmentação, aumenta-se a competição, o que minimiza o poder de mercado da Eletrobras¹⁰⁴.

¹⁰⁴ Essa proposta acabou perdendo força com as edições da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012

Combinando-se ainda com a proposta de leilão em pacotes apresentada no item anterior, os prazos para contratação podem ser estipulados em períodos de 5 anos, sendo possível que vendedores ofertem para a combinação de quantos períodos entendam serem necessários. Por exemplo, o empreendedor de um novo projeto pode submeter lances para contratação por quatro, cinco, ou seis períodos de 5 anos, de forma a garantir a estabilidade do fluxo de caixa necessária para a obtenção de financiamento. Por outro lado, os proprietários de usinas existentes podem ofertar tanto para os mesmos longos períodos, como para os curtos, já que não há mais financiamentos atrelados, a partir da combinação de pacotes. Agregando todos os lances, o leiloeiro define qual dos lances é o que trará maior benefício ao consumidor.

Com a adoção do leilão em pacotes e competição entre usinas em operação comercial e projetos de novos empreendimentos, não haverá a necessidade de fragmentação dos leilões em A-1, A-3 e A-5, podendo ser organizado um único leilão com energia nova e velha, com produtos com início de suprimento em 1 ano, 2 anos, 3 anos, 4 anos e 5 anos além de prazos de duração que os próprios vendedores poderiam ofertar. Em fazendo isso, a energia será também precificada em função do momento de entrega, permitindo, assim, ampla competição entre fontes. Essa proposta, igualmente, otimiza os esforços dos órgãos do governo envolvidos na realização de um leilão: MME, EPE, ANEEL e CCEE, pois não seria necessário todo um processo que envolva consultas e audiências públicas, editais, contratos, minutas, cadastramento de projetos etc. para leilões em que só variam o ano de início de suprimento.

Outra proposta dentro do conceito de desfragmentação dos leilões com o objetivo de aumentar a eficiência econômica alocativa¹⁰⁵ é a de que não sejam feitos leilões de energia específicos por tecnologia, mas que todas elas disputem entre si os mesmo produtos. Essa proposta vai contra as solicitações da associação brasileira de geração de energia limpa – Abragel –, e a

e do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, que criaram o gerador regulado. A MP 579 e o Decreto 7.805 preveem a prorrogação das concessões dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (alcançadas pela Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995) uma única vez e pelo prazo de até trinta anos. São alcançadas pelo pacote, basicamente, concessões que já passaram por um ou mais processos de prorrogação, e cuja vigência atual encerra-se dentro dos 60 meses seguintes à edição da Medida. A decisão em recusar ou aceitar tal prorrogação dependerá exclusivamente da concessionária. Entretanto, caso opte pela prorrogação, a mesma deverá submeter-se às condições impostas pela MP 579 e pelo Decreto 7.805, tais como: remuneração fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL, submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Agência e indenização pelos ativos reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados. Cabe a observação de que a versão original desta tese foi depositada antes da edição desse pacote.

¹⁰⁵ A alocação Pareto-ótima utiliza, eficientemente, os recursos iniciais e as possibilidades tecnológicas de uma sociedade no sentido de que não haverá maneira alternativa de organizar a produção e distribuição de bens que faça um consumidor vir a melhorar, sem que faça um outro consumidor piorar (Mass-Collel, 1995 *apud* Sobreira, 2003 – XXXVIII CLADEA).

associação da indústria de cogeração de energia – Cogen (MEDEIROS; COUTO, 2011), que lutam por leilões específicos por fonte, defendendo os grupos de interesse que representam. Como essas associações têm por interesse criar reservas de mercado, ou seja, o oposto ao do aumento da eficiência econômica, o fato da proposta deste trabalho ser contrária a apresentada por essas associações apenas a reforça.

Há, entretanto, situações especiais cuja licitação por fonte possa ser recomendada, por exemplo, quando as políticas energética e industrial entenderem que é necessário o desenvolvimento de uma nova tecnologia seja para fins de segurança energética, redução de custo no longo prazo, e desenvolvimento tecnológico-industrial; ou mesmo para que o país não passe pelo processo de esquecimento da curva de aprendizagem (ANZANELLO; FOGLIATTO, 2007). Essa situação foi discutida pelos agentes do setor elétrico ao longo de 2012, conforme resume Melo (2012): “Tal modelo faz que o planejamento de longo prazo e a definição da matriz energética futura sejam definidos pelo preço e não pela proporção de recursos que se pretende ter, o que pode comprometer a eficiência de longo prazo”.

4.7 Maior integração entre os mercados livre e regulado

As discussões dos resultados dos leilões de outorga de concessão e comercialização das usinas hidrelétricas Santo Antônio (item 3.2.7), Jirau (item 3.2.8), Belo Monte (item 3.2.15) e Teles Pires (item 3.2.18) evidenciaram o desalinhamento de preços existente do ACL ao ACR. Esse desequilíbrio está tão enraizado, que o cálculo para definição do preço-teto desses empreendimentos dependeu da razão de alocação da energia entre os mercados, como o próprio TCU (TC 017.309/2009-1) descreveu, quando da alteração de premissa adotada pela EPE do percentual mínimo de energia a ser destinada ao ACR pela UHE Belo Monte, de 70% para 90%, fazendo que o preço-teto fosse elevado de R\$ 59,00/MWh para R\$ 68,00/MWh.

Ao final, conforme números apresentados na tabela 32 (pag. 127), com o *mix* de comercialização da energia nos mercados regulado e livre seria possível elevar o preço médio de comercialização em, aproximadamente, 13% do vendido nos leilões do ACR.

O desequilíbrio entre os mercados existe pela baixa capilaridade entre eles, assim como dos longos prazos necessários para a migração de um mercado a outro, por exemplo, um consumidor livre pode ter de esperar até 5 anos para retornar a condição cativa. Esta segmentação “rígida” entre os mercados faz que os preços praticados sejam diferentes, por mais que o sistema seja integrado e interligado e o despacho centralizado.

Posto isso, de forma a minimizar tal desequilíbrio, é necessário aumentar a integração entre os mercados e, para tal, são feitas duas propostas. Inicialmente propõe-se que os consumidores livres possam participar dos leilões organizados pela Empresa de Pesquisa Energética, que deixariam assim de ser leilões do ACR e passariam a ser, simplesmente, leilões regulados. Diferente do ACL e assim como já funciona para os participantes dos leilões regulados, os contratos de comercialização não seriam negociados, ou seja, mantém o regime de adesão. No novo formato, as declarações de necessidade futura de energia dos consumidores livres se somariam às das distribuidoras. Com essa participação dos primeiros nos leilões, haveria maior integração entre os mercados, o que tenderia a reduzir as diferenças de preços.

A segunda proposta para o aumento da integração entre os mercados com o objetivo de minimizar o desequilíbrio de preços é elevar a permissão de atuação das distribuidoras na compra regulada de energia fora dos leilões do ACR. Atualmente, conforme define o art.15 do Decreto 5.163/2005, é permitido aos agentes de distribuição que adquiram até 10% de sua carga a partir de empreendimentos de geração distribuída¹⁰⁶, desde que os empreendimentos estejam conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. A proposta é que se mantenha o limite de 10% da carga como volume de contratação, mantenha-se o limite de repasse de preços aos consumidores cativos até o valor de referência - VR¹⁰⁷, mas que seja permitido que as distribuidoras adquiram energia de fontes consideradas de geração, distribuída além das conectadas em sua área de concessão, ou seja, que seja ampliado para dentro da área do submercado de atuação da distribuidora compradora ou mesmo de todo o sistema interligado nacional, desde que, considerados os adicionais de externalidade referentes aos custos com transmissão, conforme proposta feita no item 4.2.

A partir dessas duas propostas, com a maior integração entre os mercados, com o consumidor livre podendo participar dos leilões regulados e os agentes de distribuição tendo maior acesso aos geradores fora dos leilões, os preços entre os mercados tendem ao equilíbrio, aumentando a eficiência na comercialização de energia elétrica nos dois ambientes.

¹⁰⁶ O art. 14 do Decreto 5.163/2005 considera geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: hidrelétrico, com capacidade instalada superior a 30 MW, e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL a ser estabelecida até dezembro de 2004.

¹⁰⁷ O art. 34 do Decreto 5.163/2005 define o valor de referência - VR - como sendo a média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica nos leilões do ACR.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme visto ao longo da literatura revisada nesta tese, os formuladores de política energética buscam equilibrar algumas variáveis nas decisões com respeito ao desenvolvimento da matriz de geração de seus países. Dentre essas variáveis destacam-se: custo da energia, segurança no suprimento, diversificação da matriz, e respeito socioambiental, entre outras. O modelo do setor elétrico brasileiro elegeu as duas primeiras como suas metas principais¹⁰⁸.

Em paralelo, os governos ainda sofrem pressões políticas de grupos de interesse que defendem tipos específicos de leilões para garantir certa reserva de mercado. No Brasil, essa situação pode ser identificada, por exemplo, nos pleitos: (i) vindos da Associação Brasileira de Energia Limpa, que representa as PCHs; (ii) da União da Indústria da Cana-de-açúcar, que exerce a pressão do setor sucroalcooleiro, ambas lutando por leilões específicos para suas fontes primárias de energia; e (iii) naqueles como da CPFL Geração, declarando-se favorável às termelétricas à gás natural (MONTENEGRO, 2012).

Entretanto, buscando-se manter distante das forças de pressão, este trabalho focou no primeiro aspecto de decisão de política energética por seus formuladores: *custo*, ou melhor, *custo social* e, assim, no aprimoramento da eficiência dos leilões, mecanismo utilizado para decisões, até o momento de fechamento desta tese, baseadas no custo econômico privado.

Para alcançar-se tal objetivo, o primeiro passo deste trabalho foi o levantamento bibliográfico da teoria de desenho de leilões. Tal levantamento mostrou que o modelo brasileiro é o de leilão fechado, dinâmica híbrida de lances descendentes com um lance simultâneo final, cujo objetivo do leiloeiro é a minimização do custo de aquisição da energia elétrica. E, ainda, os jogadores não são cooperativos e a informação é incompleta com pagamento discriminatório pelo primeiro preço.

A análise dos 21 leilões de comercialização de energia elétrica em ambiente regulado realizados entre 2005 e 2011 inicialmente mostrou que o modelo de leilão anglo-holandês de

¹⁰⁸ De acordo com a cartilha lançada pelo Ministério de Minas e Energia, antes mesmo da edição da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, o modelo institucional do setor elétrico tem os seguintes objetivos principais: (i) promover a modicidade tarifária, fator essencial para o atendimento da função social da energia, concorrendo para a melhora da competitividade da economia; (ii) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável; (iii) assegurar a estabilidade do marco regulatório, visando a atratividade dos investimentos na expansão do sistema, e (iv) promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

relógio descendente satisfaz ao objetivo da modicidade tarifária. A segunda fase deste desenho de leilão atende a seu propósito de reduzir tanto o preço ao mínimo possível assim como o próprio excedente do produtor. Essa redução do excedente foi calculada no capítulo 3, item 3.3.3, indicando uma economia anual de R\$ 1,4 bilhão, considerando todos os contratos firmados até 2011.

A análise histórica dos leilões de comercialização energia mostrou também que o governo aprimorou algumas práticas e adaptou o leilão a algumas necessidades e/ou condições de mercado do momento. Por exemplo, para aumentar a eficiência, os produtos nos leilões que eram separados por tecnologia (correspondente a cada fonte primária de energia) tiveram algumas experiências de sucesso com licitações em grupos, como ocorreu no leilão A-3/2011 quando todas as fontes (eólica, biomassa e gás natural) competiram diretamente.

Destaca-se também a metodologia de contabilização das diferenças entre a geração de energia elétrica eólica e a obrigação contratual. Tal mecanismo minimizou o risco de aleatoriedade do regime de ventos, proporcionando fluxos de caixa mais estáveis e previsíveis aos projetos eólicos, que por consequência atraiu o interesse de muitos empreendedores.

Esta tese mostrou que ainda há pontos que podem ser melhorados na sistemática dos leilões de energia elétrica no Brasil. Assim, o primeiro aspecto a ser abordado nas propostas de aperfeiçoamento refere-se ao estabelecimento de preço-teto adequado, considerando as preocupações com o fomento da competição e evitando-se o monopólio quando não houver embate competitivo. Embora os reguladores possam sentir-se desconfortáveis em iniciar o leilão reverso a preço maior do que o esperado, temendo que os participantes vendam sua energia a preço muito alto, o estabelecimento de um preço maior do que o preço esperado de equilíbrio como ponto de partida em leilão descendente pode ter o resultado oposto. Com efeito, ao atrair um número maior de participantes, um leilão com preço inicial mais elevado tende a provocar maior concorrência, contribuindo para evitar o conluio entre os agentes. Os casos apresentados neste trabalho apontam evidências que apoiam esta tese.

Inspirada no exemplo fornecido por Lloyd (2004), para leilões em distintas indústrias, a proposta deste trabalho para contornar a problemática de estabelecimento de preço-teto adequado na indústria brasileira de energia é introduzir uma fase prévia ao leilão. Nesta fase cada um dos agentes ofertaria um lance único em “envelope fechado” (na prática, eletrônico) por seu produto, sem que houvesse o estabelecimento de um preço-teto e, após tal fase,

iniciar-se-ia o procedimento já atual de leilão anglo-holandês, na qual o preço máximo passaria a ser o lance mais baixo classificado na fase anterior.

A análise de regressão dos resultados dos leilões de energia nova e velha (produto quantidade, em particular fonte hidrelétrica) ainda revelara que os preços dos leilões de energia nova (projetos que têm elevados custos de investimento de capital) não são estatisticamente diferentes aos de energia existente (projetos que têm baixos custos totais). Portanto, há boa possibilidade de que os leilões de usinas existentes não sejam suficientes para evitar o exercício de poder de mercado da empresa estatal dominante, a Eletrobras.

Posto isso, uma outra proposta de aprimoramento dos leilões decorrente deste trabalho é a de que o governo brasileiro promova a compra de eletricidade nova e velha em conjunto para proporcionar maior concorrência e minimizar o poder de mercado do maior agente de controle estatal¹⁰⁹.

Aproveitando-se o tópico de desfragmentação dos leilões por nova e existente, com o objetivo de aumentar a concorrência, este trabalho também defende que a prática já testada no 12º leilão de energia nova de permitir a competição direta entre diversas fontes, no caso, eólica, gás natural e biomassa, deve ser seguida, sem a fragmentação de leilões por tecnologia. E mais, que fontes complementares possam dar lances combinatórios, sendo possível, assim, a oferta de portfólios eficientes.

Seguindo essa linha de aumento da concorrência no leilão, a partir da identificação do desequilíbrio de preços entre o ACL e o ACR, propõe-se que os consumidores livres possam participar dos leilões regulados, aumentando a integração entre os dois ambientes e, assim, reduzindo o desalinhando de preços.

Esta tese também mostrou que a metodologia utilizada pelo governo brasileiro para contratar disponibilidade nos leilões de novos empreendimentos apresenta distorções que favorecem a competitividade das usinas com maiores custos variáveis, que no caso são as térmicas que utilizam o óleo como combustível principal. Ainda, o estudo também demonstrou que essa metodologia é sujeita a escolhas endógenas, subjetivas e discricionárias do leiloeiro, havendo uma correlação fraca entre as variáveis explicativas e a variável dependente, o ICB, e também havendo enormes diferenças entre os valores calculados para os leilões e os realizados durante

¹⁰⁹ Vide observação feita pela nota de rodapé nº 104, página 224.

a operação comercial das centrais.

Considerando-se as fraquezas do ICB e a necessidade de proporcionar incentivos corretos para fornecer a carga que ela vale, este estudo propõe que os produtos dos leilões sejam estruturados pela ótica da demanda. Nessa ótica, a solicitação de suprimento das distribuidoras seria feita em quatro patamares: ponta seca, ponta úmida, fora de ponta seca e fora de ponta úmida. Além disso, propõe-se que os produtos sejam negociados de forma similar ao modelo colombiano: opção financeira com *strike* e data de exercício (início de disponibilidade) definido pelo leiloeiro, com o valor do prêmio da opção negociado nos leilões. Dessa forma, evitaria-se, por exemplo, discussão quanto a utilização de procedimentos operativos do ONS, nas simulações realizadas pela EPE, para as estimativas de CMOs, que servem de base para cálculo das variáveis do ICB: CEC e COP.

Com relação ao aprimoramento do *custo econômico* para o *custo social*, a partir do estudo de adicionais de externalidade, as propostas deste trabalho são as de adoção dos seguintes adicionais ao valor do lance para efeito de classificação dos projetos nos leilões: (i) custo de transporte da parte que cabe ao consumidor; (ii) risco de submercado; e (iii) valor do subsídio (desconto da TUST e TUSD) que o gerador incentivado faria jus. A inclusão destas medidas, torna possível ranquear os projetos de geração pelo custo global para o consumidor: geração mais transporte, ou seja, considerando a externalidade locacional dos projetos e a necessidade de reforços nos sistema de transmissão e distribuição.

Correlacionando-se as duas últimas propostas, inclusive a possível separação de produtos por submercados – desde que permita que os geradores ofereçam energia de seus projetos em quaisquer dos submercados-produtos, considerando-se, apenas, o adicional das externalidades do custo da transmissão ao lance –, pode-se combinar produtos com submercados e opções por patamar de carga. Neste contexto, cada opção teria um valor de *strike* (preço de exercício) correspondente a seu patamar de carga e localização. Também seria permitido, seguindo a proposta do item 4.5, que os produtos recebessem lances combinatórios, ou seja, sem a necessidade de comercialização individual, o que permitiria segmentá-los por prazos de fornecimento, viabilizando a participação conjunta de energia velha e nova, com a nova podendo optar por combinar produtos com prazo suficiente para financiar o projeto.

Complementando-se a proposta de internalização de externalidades na busca do *custo social* dos projetos e, ainda, apoiado na afirmativa de Joskow (1992), o qual defende que problemas

com externalidades são uma forma particular de falha de mercado resultante da falta de mercado para os direitos de utilização de recursos ambientais escassos, a proposta deste trabalho é a de que o CNPE inspire-se nos mecanismos de flexibilização do Protocolo de Kyoto e desenvolva mercado de negociação das externalidades ambientais dos projetos. A proposta de criação desse mercado, dada sua complexidade e grande quantidade de variáveis quantitativas e qualitativas envolvidas, indica a necessidade de trabalho futuro para sua discussão em profundidade.

Por fim, as características bem particulares do Brasil, tais como sua extensão territorial, predominância de geração hidrelétrica, e participação do Estado na economia, em particular no mercado de energia, podem limitar algumas conclusões e recomendações deste trabalho à realidade deste país. Assim, a aplicação das propostas apresentadas por esta tese em mercados de eletricidade de outros países não é imediata, uma vez que outras regiões apresentam distintas realidades. Tal desafio pode servir de inspiração a trabalhos futuros específicos.

6. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Notícias**. Disponível em <<http://www.abeeolica.com.br>>. Acesso em 2009.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3ª edição, Brasília, 2008.

_____. **Legislação Completa**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2008.

_____. **Fiscalização/ Geração**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2008.

_____. **Tarifas**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2008.

_____. **Editais de Geração**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2008.

_____. **Detalhamento da sistemática para o leilão de energia proveniente de novos empreendimentos de geração edital de leilão 002-/2005-ANEEL**. Versão 05/12/2005. Disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivos/Biblioteca_Virtual/Leilões/>. Acesso em 2010.

ALVES, J.F.S. **A utilização do setor elétrico como instrumento de implementação de políticas públicas e os reflexos para a sociedade brasileira (1995-2004)**. Espírito Santo, 2006. 203p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em História Social das Relações Políticas do Centro de Ciências Humanas e Naturais da Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, 2006.

AMARANTE, O.A.C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A.L.. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2001.

ANZANELLO, M.J.; FOGLIATTO, F.S. Curvas de aprendizado: estado da arte e perspectivas de pesquisa. **Gest. Prod.**, São Carlos, v. 14, n. 1, p. 109-123, jan.-abr. 2007.

ARAÚJO, J.L.R.H. *et al.* Reform of the reforms in Brazil: problems and solutions. *Apud* **Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance**. Elsevier Global Energy Policy and Economics Series by Fereidoon Perry Sioshansi. 2008.

ARELLANO, M.S. Diagnosing and Mitigating Market Power in Chile's Electricity Industry. **Cambridge Working Papers in Economics**, v.12, May. 2003.

AUSUBEL, L.M. An Efficient Ascending-Bid Auction for Multiple Objects. **American Economic Review**, 1997.

AUSUBEL, L.M.; MILGROM, P. The lovely but lonely Vickrey auction. In: CRAMTON, P.; SHOHAM, Y.; STEIBERG, R. **Combinatorial Auctions**. The MIT Press, Cambridge, 2005, Cap.1.

AUSUBEL, L.M.; MILGROM, P.R. Ascending auctions with package bidding. **Frontiers of Theoretical Economics**, v.1, issue 1, article 1, 2002.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. 2006. Cadernos Temáticos. **O setor elétrico**. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em março de 2006.

_____. **O Apoio do BNDES aos Projetos de Energia Renovável**. 12º Encontro Internacional de Energia. São Paulo, 15 de Agosto de 2011.

BARROSO, L.A. *et al.* Auctions of contracts and energy call options to ensure supply adequacy in the second stage of the Brazilian power sector reform. Disponível em <<http://www.psr-inc.com>>. Acesso em julho de 2007.

BIERMAN, H. S.; FERNANDEZ, L. **Game theory with economic applications**. 2nd edition. Addison-Wesley, 1998.

BINMORE, VON DER FEHR, HARBORD and JEWITT. Comments on the Proposed Electricity Contract Auctions in Brazil. Disponível em <<http://www.market-analysis.co.uk/PDF/Reports/brazilianelectricityauct.pdf>>. 2004.

BORGES, A. Tolmasquim: Usinas a gás devem ficar fora do leilão de dezembro. **Valor Econômico**. Disponível em <<http://www.valor.com.br>>. Acesso em 25 nov. 2011. 2011a.

_____. TCU exige preço menor para permitir participação de hidrelétrica em leilão. **Valor Econômico**. Disponível em <<http://www.valor.com.br>>. Acesso em 22 nov. 2011. 2011b.

BRASIL. Presidência da República. Ministério de Minas e Energia. Lei n.º 8.631 de 4 de março de 1993. **Diário Oficial da União**, Brasília, 5 de março de 1993.

_____. Lei n.º 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. **Diário Oficial da União**, Brasília, 14 de fevereiro de 1995.

_____. Lei n.º 9.074 de 7 de julho de 1995. **Diário Oficial da União**, Brasília, 8 de julho de 1995.

_____. Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996. **Diário Oficial da União**, Brasília, 27 de dezembro de 1996.

_____. Lei n.º 9.433 de 8 de janeiro de 1997. **Diário Oficial da União**, Brasília, 9 de janeiro de 1997.

_____. Lei n.º 9.478 de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da União**, Brasília, XXX, 7 de agosto de 1997.

_____. Lei n.º 9.648 de 27 de maio de 1998. **Diário Oficial da União**, Brasília, 28 de maio de 1998.

_____. Lei n.º 10.433 de 24 de abril de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, 25 de abril

de 2002.

_____. Lei n.º 10.438 de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, 29 de abril de 2002.

_____. Lei n.º 10.762 de 11 de novembro de 2003. **Diário Oficial da União**, Brasília, 12 de novembro de 2003.

_____. Lei n.º 10.848 de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, 16 de março de 2004.

_____. Decreto n.º 5.163 de 30 de julho de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, 30 de julho de 2004.

_____. Resolução ANEEL n.º 77 de 18 de agosto de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, 19 de agosto de 2004.

_____. Resolução ANEEL n.º 109 de 26 de outubro de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, 29 de outubro de 2004.

_____. Resolução ANEEL n.º 234 de 31 de outubro de 2006. **Diário Oficial da União**, Brasília, 8 de novembro de 2006.

BULOW, J.; KLEMPERER, P. Auctions *Versus* Negotiations. **The American Economic Review**, v.86, nº1, p.180-194, mar. 1996.

BULOW, J.; HUANG, M.; KLEMPERER, P. Toeholds and Takeovers. **Journal of Political Economy**, v.107, p.427-454, 1999. *Apud* Ausubel; Milgrom, 2002.

BUSHNELL, J.B.; OREN, S.S. Incentive effects of environmental adders in electric power auctions. **Energy Journal**, v.15, p. 55-73, 1994.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Leilões**. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>.

_____. **InfoMercado**, nº 55, março/2012. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>, 2012.

CANAZIO, A.; MEDEIROS, C; TEIXEIRA, P.A. Enase 2012: foco nas decisões. **Canal Energia**, Reportagem Especial. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em 11 mai. 2012.

CATAPAN, E.A. **A Privatização do Setor Elétrico Brasileiro**: os reflexos na rentabilidade e solvência das empresas distribuidoras de energia, 2005. 210p. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, 2005.

CHAN, C. Y.; NI, Y. X., and WU, Felix F. A study of operating reserve procurement in power markets with application of insurance theory: contract-based vs. pool-based approaches. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, Chicago, Illinois, Estados Unidos, v. 3, p. 1397-1402, 24 jul. 2002.

CHIPP, H. **Seminário 5 anos do Marco Regulatório**: Realidades e Perspectivas para o Setor de Energia Elétrica: Os Desafios da Garantia de Abastecimento do Setor Elétrico. Rio de Janeiro, 2009.

COUTO, F.. EPE diz que leilão A-3 marca competitividade e dificulta críticas a preço-teto. **CanalEnergia**, Negócios e Empresas. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em 26 jul. 2007.

CYBERNOMICS. **An Experimental Comparison of the Simultaneous Multiple Round Auction and the CRA Combinatorial Auction**, 2000. Report to the Federal Communications Commission. Disponível em <<http://wireless.fcc.gov/auctions/conferences/combin2000/releases/98540191.pdf>>.

CLARKE, E. Multipart pricing of public goods. *Public Choice*, nº 8, p. 19–33. 1971. *Apud Rothkopf*, p.191, 2007.

CORREIA, T.B. *et al.* Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado. **Revista Economia**, set./dez. 2006.

CRAMTON, P.; STOFT, S. A capacity market that makes sense. **The Electricity Journal**, vol. 18, issue 7, p.43-54, ago./set. 2005.

CRAMTON, P.; STOFT, S. Colombia firm energy market. **Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences**, 2007.

DE FRUTOS, M.; FABRA, N.; VON DER FEHR, N. Investment Incentives and Auction Design in Electricity Markets. **CEPR Discussion**. Paper nº 6626. London, Centre for Economic Policy Research. Disponível em <<http://www.cepr.org/pubs/dps/DP6626.asp>>. 2008.

DODDS, D.E.; LESSER, J.A.. Can utility commissions improve on environmental regulations? **Land Economics**, vol 70, p.63-76, fev. 1997.

DUTRA, J.; MENEZES, F. Lessons from the Electricity Auctions in Brazil. **The Electricity Journal**, p.11- 21, dez. 2005.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Leilão de Energia Nova 2005 – Empreendimentos Hidrelétricos – Metodologia de Cálculo do Pagamento pelo Uso de Bem Público – UBP. EPE-DEE-RE-029/2005-R2, Brasília, 2005.

_____. Estudos para a licitação da expansão da geração: índice de classificação dos empreendimentos (ICE) de energia de reserva. EPE-DEE-RE-064/2008-r1, 23 de abril de 2008. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 2008.

Energia elétrica no Brasil: breve histórico: 1880-2001. Rio de Janeiro : Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001.

ESPINOLA-ARREDONDO, A. Green auctions: a biodiversity study of mechanism design with externalities. **Ecological Economics**, v.67, p.175 – 183, 2008.

FABRA, N.; VON DER FEHR, N.; HARBORD, D. Modeling Electricity Auctions. **The Electricity Journal**, p.72-81, ago./set. 2002.

FABRA, N.; VON DER FEHR, N.; HARBORD, D. Designing electricity auctions. **The Rand Journal of Economics**, vol. 37, nº 1 (spring, 2006), p. 23-46. Published by: Blackwell Publishing on behalf of The Rand Corporation. 2006.

FARIA Jr, C.S. Os regulamentos do modelo - uma visão consolidada, 2004, São Paulo. Disponível em <<http://www.excelenciaenergetica.com.br>>. Acesso em 2006.

FARR, J.G.; FELDER, F.A. Competitive electricity markets and system reliability: the case for New England's proposed locational capacity market. **The Electricity Journal**, vol. 18, issue 8, out. 2005.

FEDERICO, G. e RAHMAN, D. Bidding in an electricity pay-as-bid auction. Working paper nº 2001 W5, Nuffield College, Oxford, 2001.

FREEMAN III, A.M.; BURTAW, D.; HARRINGTON, W.; KRUPNICK, A.J. Weighing environmental externalities: How to do it right. **The Electricity Journal**, p.18-25, ago./set. 1992.

GANA, D.; SHEN, C. A price competition model for power and reserve market auctions. **Electric Power Systems Research**, v.70, p.187–193, 2004.

GANIM, A. Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários. Rio de Janeiro: Editora **CanalEnergia**, 2003.

GARCIA-DIAZ, A. “Uniform Price Versus Pay Your Bid Multi-Unit Auctions Under Complete Information” Mimeo, Department of Economics, Universidad Carlos III, 2000. *Apud* FABRA; VON DER FEHR; HARBORD, 2006.

GRAVES, F.C., READ, E.G., HANSER, P.Q., EARLE, R.L., 1998. One-part Markets for Electric Power: Ensuring the Benefits of Competition. The Brattle Group, Cambridge. *Apud* GROBMAN; CAREY (2001), p.545-546.

GREEN, J.; JEAN-JACQUES, L. 1979. Incentives in Public Decision Making, North Holland: Amsterdam. *Apud* AUSUBEL; MILGROM, 2005, p.20.

GROBMAN, J.H.; CAREY, J.M. Price caps and investment: long-run effects in the electric generation industry. **Energy Policy**, v. 29, p.545-552, 2001.

GROVES, T. Incentives in teams. **Econometrica**, nº. 41, p.617–631, 1973. *Apud* Rothkopf, 2007, p.191.

GUERREIRO, A. A EPE e o planejamento da expansão do setor elétrico no novo modelo. Rio de Janeiro, 2005. Apresentação realizada no Ciclo de Seminário sobre o Setor Elétrico. Empresa de Pesquisa Energética.

HAMRIN, Jan. Pricing a new generation of power; a report on bidding. Chapter 8 *Apud* Competition in Electricity; new markets and new structures, Edited by PLUMMER, James and TROPFMANN, Susan. Public Utilities Reports, INC., Arlington, Virginia, EUA, and QED Research, INC., Palo Alto, Califórnia, EUA. 1990.

HANSEN, R.G. Sealed-Bid versus Open Auctions: The Evidence. **Economic Inquiry**, v.24,

p.125-42, jan. 1986. *Apud* Klemperer, 2002, p.180.

HARRIS, C. **Electricity markets: pricing, structures and economics** (The Wiley Finance Series). 2006. England. John Wiley & Sons Ltd.

HIRST, E., KIRBY, B., HADLEY, S. Generation and Transmission Adequacy in A Restructuring U.S. **Electricity Industry**. Edison Electric Institute, 1999. *Apud* Grobman; Carey, 2001, p.545-546.

HOBBS, B.; ROTHKOPF, M.; HYDE, L. e O'NEIL, R. Evaluation of a truthful revelation auction in the context of energy markets with nonconcave benefits. **J.Reg.Econ.**, nº. 18, p.5-32, 2000. *Apud* FABRA *et al.*, 2002.

HOLMSTROM, B. Groves Schemes on Restricted Domains. **Econometrica**, nº. 47, p.1137-1144, 1979. *Apud* AUSUBEL; MILGROM, 2005, p.20.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. White Paper- Edição nº 7. São Paulo: Instituto Acende Brasil, mai. 2012.

JOSKOW, P.L. Weighing environmental externalities: Let's do it right! **The Electricity Journal**, p.53-67, mai. 1992.

JUST, S.; WEBER, C. Pricing of reserves: valuing system reserve capacity against spot prices in electricity markets. **Energy Economics**, v.30, p.3198–3221, 2008.

KAHN, A.; CRAMTON, P.; PORTER, R e TABORS, R. Uniform pricing or pay-as-bid pricing: a dilemma for California and beyond. **Electricity Journal**, p.70-79, 2001.

KLEMPERER, P. What really matters in auction design? **Journal of economic perspectives**, v.16, nº1, p.169-189, 2002.

KLEMPERER, P. Auctions with Almost Common Values. **European Economic Review**, v.42, p.757-769, 1998.

KRAPELS, E.; FLEMMING, P.; CONANT, S. The Design and Effectiveness of Electricity Capacity Market Rules in the Northeast and California. **The Electricity Journal**, p.27-32, out. 2004.

KRISHNA, V. **Auction Theory**. 2002, Elsevier, USA.

LAGO, L.A.C. A retomada do Crescimento e as Distorções do 'Milagre'. In: ABREU, M.P. **A Ordem do Progresso**, Rio de Janeiro : Editora Campos, 1990.

LANDI, M. **Energia elétrica e políticas públicas**: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005. São Paulo, 2006. 219p. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

LARSEN, E.R. *et al.* Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. **Energy Policy**, v.32, 2004.

LARSON, K.; SANDHOLM, T. Costly valuation calculation in auctions. **Proc. Theoret. Aspects Rationality and Knowledge (TARK VIII)**, Siena, Italy, p.169-182, 2001.

LLOYD, D. *et al.* Competitive Procurement and Internet-Based Auction: Electricity Capacity Option. **The Electricity Journal**, v.17, mai. 2004.

LOCK, R. The New Electricity Model in Brazil: An Institutional Framework in Transition. **The Electricity Journal**, p.52-61, jan. /fev. 2005.

MANKIW, N.G. **Introdução à economia**, tradução Allan Vidigal Hastings. São Paulo: Cengage Learning, 2008.

MARQUETTI, A.A. A Economia Brasileira no Capitalismo Neoliberal: Progresso Técnico, Distribuição de Renda e Mudança Institucional. Rio Grande do Sul, s/d.

MARTINS, D.M.R. **Setor elétrico brasileiro**: análise do investimento de capital em usinas termelétricas. 2008. 86 f.; 30 cm. Dissertação (Mestrado em Economia) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MAURER, L.T.A.; BARROSO, L.A. Electricity Auctions: an overview of efficient practices. **The World Bank**, jul. 2011.

MEDEIROS, C. Professor diz que leilão de fontes alternativas foi inexpressivo. **CanalEnergia**. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em 18 jun. 2007.

MEDEIROS, C. Consumo de energia cresce abaixo da média dos últimos 5 anos, diz EPE. **CanalEnergia**. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em 28 nov. 2011.

MEDEIROS, C.; COUTO, F. Leilões 2011: pela competitividade ideal. **CanalEnergia**. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. 2011.

MEAD, W.J.; SCHNEIPP, M. Competitive Bidding for Federal Timber in Region 6, An Update: 1983-1988. **Community and Organization Research Institute**, 1989, University of California, Santa Barbara, Contractor Report, USDA Award No. 40-3187-8-1683. *Apud* Klemperer, 2002.

MELO, E. Financiabilidade da Expansão e o Mercado Livre. Encontro Anual do Mercado Livre – 2009. **Anais**. São Paulo, 13 nov. 2009.

MELO, E. Modelo dos leilões deve ser revisitado. **CanalEnergia**, Artigos e Entrevistas. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em 30 abr. 2012.

MILGROM, P. Rational Expectations, Information Acquisition, and Competitive Bidding. **Econometrica**, v.49, p.921-43, 1981.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, 2003. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>.

_____. **Cartilha: O Novo Modelo do Setor Elétrico**, 2003. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>.

_____. **Modelo Institucional do Setor Elétrico: Relatório Técnico**, 2003. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>.

MITCHELL, C.; CONNOR, P., 2004. Renewable energy policy in the UK 1990-2003. **Energy Policy**, vol. 32, n. 17, p.1935-1947.

MONTENEGRO, S. Leilões: modelo em discussão. **CanalEnergia**, Brasília, Reportagem Especial. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em 05 abr.2012.

MYERSON, R.B. Optimal Auction Design. **Math. Operations Res.**, v.6, p.58-73, fev. 1981. *Apud Rothkopf et al.*, 1990.

PEREIRA, R. Venda antecipada de energia garantiu receita para consórcio. **O Estado de S. Paulo**, 20 mai. 2008.

PITTMAN, R. and ZHANG, V.Y. Electricity restructuring in China: How competitive will generation markets be? **The Singapore Economic Review**, v.55, n° 2, p.377-400, 2010.

PLUMMER, J.; TROPFMANN, S. Consideration of environmental and fuel diversity factors in competitive bidding, p.195-214. In: PLUMMER, J.; TROPFMANN, S. **Competition in Electricity: new markets and new structures**. Public Utilities Reports, INC., Arlington,

Virginia, EUA, and QED Research, INC., Palo Alto, Califórnia, EUA., 1990. Cap. 10.

PORTAL TERRA. Santander compra Banespa com 281,02% de ágio. Disponível em <<http://www.terra.com.br/economia/2000/11/20/047.htm>>. 20 nov. 2010.

RASSENTI, S.; SMITH, V. e WILSON, B. Discriminatory price auctions in electricity markets: low volatility at the expense of high price levels. Department of Economics, University of Arizona, 2011, for discussions.

RASSENTI, S.J.; SMITH, V.L.; BULFIN, R.L. A Combinatorial Auction Mechanism for Airport Time Slot Allocation. **Bell Journal of Economics**, v.XIII, p.402-417, 1982.

RECHELO NETO, C.A. **GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos: oportunidades, ameaças e mitos**. 140p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. São Paulo, 2005.

REGO, E. E. **Usinas hidrelétricas “botox”**: aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia. São Paulo, 2007. 207p. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

R.M. DUTRA; A.S. SZKLO. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. **Renewable Energy**, v.33, issue 1, p.65–76, 2008.

ROTHKOPF, M.H. Thirteen reasons why the Vickrey-Clarke-Groves process is not practical. **Operations Research**, v.55, nº 2, p.191–197, mar–abr 2007.

ROTHKOPF, M.H.; TEISBERG, T.J.; KAHN, E.P. Why are Vickrey auctions rare? **The Journal of Political Economy**, v.98, nº. 1, p.94-109, fev. 1990.

ROTHKOPF, M.H., eNGELBRECHT-WIGGANS, R. Misapplications Reviews: Getting the Model Right: The Case of Competitive Bidding. **InterfacesM**, v.23, p.99-106, 1993. *Apud* Klemperer, 2002.

ROTHKOPF, M.H.; TEISBERG, T. J.; KAHN, E. P. Why are Vickrey auctions rare? **J. Political Econom**, nº 98, p. 94–109, 1990. *Apud* Rothkopf, 2007, p.191.

ROTHKOPF, M.H., *et al.* Designing PURPA Power Purchase Auctions: Theory and Practice. Report no. LBL-23406. Berkeley: Univ. California, Lawrence Berkeley Lab., 1987. Reprinted as Report no. DOE/SF/00098-H1. Washington: Dept. Energy, Off. **Policy, Planning and Analysis**, nov. 1987.

ROSA, L.P.; D'ARAUJO, R.P. A Nova Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro. In: SAUER, Ildo L *et al.* **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro**. Campo Grande, MS : Ed. UFMS ; São Paulo : Paz e Terra, 2003.

ROSA, L.P. Equívocos sobre o leilão de energia. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 13 jan. 2005.

SAUER, I.L. *et al.* **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro**. Campo Grande, MS : Ed. UFMS ; São Paulo : Paz e Terra, 2003.

SARAIVA, J., 2010. Auctioning Hydro Concessions in Brazil. Presentation to the World Bank. Washington DC, June.

SCHAEFER, M.S., LLOYD, B., STEPHENSON, J.R., 2012. The suitability of a feed-in tariff for wind energy in New Zealand - A study based on stakeholders' perspectives. **Energy Policy**, 43, p.80-91.

SIL, A.C. A hora da queda-de-braço: Fornecedores reclamam do aperto por causa dos baixos

preços ofertados no leilão de energia nova. Rio de Janeiro, 2006. Revista Brasil Energia. Disponível em <<http://www.brasilenergia.com.br>>. Acesso em maio de 2006.

SOUZA, P.R.C. **Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios**: um enfoque institucionalista. Santa Catarina, 2002. 171p. Dissertação (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2003.

STAUFFER, H. Capacity markets and market stability. **The Electricity Journal**, v.19, issue 3, abr. 2006.

STOFT, S.; KAHN, E.P. Auction markets for dispatchable power: how to score the bids. **Journal of Regulatory Economics**, p.275-286, 1991.

TISHLER, A.; MILSTEIN, I.; WOO, C. Capacity commitment and price volatility in a competitive electricity market. **Energy Economics**, v.30, p.1625–1647, 2008.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO – TCU. Tema de Maior Significância (TMS) Segurança Energética - TC 021.247/2008-5, mai. 2010.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA. **Etanol e Bioeletricidade**: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética. União da Indústria de cana-de-açúcar. Disponível em <<http://www.unica.com.br>>. Out. 2009.

VARIAN, H.R. **Microeconomia** : princípios básicos. Rio de Janeiro : Campus, 2000.

VEIGA, M. Cálculo dos índices custo benefício dos leilões de energia nova Energia. In: Seminário ABCE Canal Energia. São Paulo, 6 nov. 2009.

ENNES, J. Brasil vai ter demanda de gás maior do que oferta, estima Petrobras. **Valor Econômico**. Disponível em <<http://www.valor.com.br>>. 22 jul. 2011.

VICKREY, W. 1961. Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders.

Journal of Finance, v.16, p.8-37. *Apud* Klemperer, 2002, p.180.

VON DER FEHR, N.-H. M. e HARBORD, D. Spot Market Competition in the UK Electricity

Industry. **Economic Journal**, v.103, p. 531-546, 1993. *Apud* FABRA; Von Der FEHR;

HARBORD, 2006.

WOLFRAM, C. Electricity Markets: should the rest of the world adopt the U.K. reforms?

Regulation, v.22, p.48-53, 1999.