

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS,
ESTRATÉGIAS E DESENVOLVIMENTO (PPED)

AMANDA TAVARES DOS SANTOS

**A COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA
A GÁS NATURAL NO BRASIL:
UMA AVALIAÇÃO ECONÔMICO-REGULATÓRIA**

Rio de Janeiro

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS, ESTRATÉGIAS E
DESENVOLVIMENTO (PPED)

AMANDA TAVARES DOS SANTOS

**A COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA
A GÁS NATURAL NO BRASIL:
UMA AVALIAÇÃO ECONÔMICO-REGULATÓRIA**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. José Vitor Bomtempo

Rio de Janeiro

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS, ESTRATÉGIAS E
DESENVOLVIMENTO (PPED)

AMANDA TAVARES DOS SANTOS

**A COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA
A GÁS NATURAL NO BRASIL:
UMA AVALIAÇÃO ECONÔMICO-REGULATÓRIA**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Aprovado em

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. (orientador) José Vitor Bomtempo
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

Prof. Dr. (coorientador) Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

Prof. Dr. Ronaldo Fiani
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

Prof. Dr. Luciano Dias Losekann
Universidade Federal Fluminense – UFF

AGRADECIMENTOS

Sou infinitamente grata aos meus pais, Marcia e Jorge, e à minha irmã, Bianca, pela dedicação incondicional aos meus estudos, paciência, compreensão e apoio durante todo o período de desenvolvimento desta dissertação. Agradeço também a minha família de maneira mais geral, especialmente às tias Marta e Maristela e à avó Tereza, pelo carinho e torcida.

Ao Felipe, por todo amor, motivação e ajuda na realização deste trabalho e, principalmente, por todos os momentos compartilhados e tudo que aprendemos juntos.

Ao professor Edmar de Almeida, pela atenção, orientação e comentários fundamentais à elaboração deste trabalho.

Aos professores José Vitor Bomtempo e Michelle Hallack e demais professores do Grupo de Economia da Energia (GEE), do Instituto de Economia da UFRJ, pelo apoio, aulas ministradas, seminários e todo aprendizado na área acumulado nesses anos. Um obrigada especial ao Diogo Romeiro, pelas conversas e orientações, e a Joseane de Oliveira e Jacqueline Silva, pela disposição em sempre ajudar com qualquer problema.

Ao Instituto de Economia da UFRJ e ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, que através de seus professores, alunos e funcionários me propiciou um ambiente acadêmico enriquecedor.

Ao Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, pelo apoio financeiro concedido através do programa de bolsas de Mestrado.

RESUMO

SANTOS, Amanda Tavares dos. **A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil: Uma Avaliação Econômico-Regulatória.** Rio de Janeiro, 2016. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

O presente trabalho analisa o aparato regulatório para contratação de energia no mercado regulado, evidenciando como os custos de transação podem ser considerados elementos centrais à competitividade da geração termelétrica a gás natural. Considera-se essa uma análise premente, dado que o gás natural desponta como um energético expressivo no médio prazo, tendo na geração termelétrica sua mais importante possibilidade de monetização. Concomitantemente, o atual contexto do setor elétrico impõe a necessidade crescente de fontes térmicas na base da geração, capaz de garantir o suprimento de energia frente à expansão das fontes intermitentes e da perda de capacidade de regularização dos reservatórios hídricos, demandando aperfeiçoamentos regulatórios nos leilões, *locus* da competição entre as diferentes fontes de geração pelo mercado. De acordo com enfoque da Economia dos Custos de Transação, a incompatibilidade entre a regulação vigente e a presença de ativos específicos e incertezas, característicos da atividade econômica analisada, determina a escolha por estruturas verticalizadas como solução aos problemas de coordenação de investimentos em geração térmica a gás.

Palavras-chaves: Gás Natural, Termelétrica, Setor Elétrico Brasileiro, Custos de Transação, Competitividade

ABSTRACT

SANTOS, Amanda Tavares dos. **A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil: Uma Avaliação Econômico-Regulatória.** Rio de Janeiro, 2016. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

This study analyzes the regulatory framework governing the electricity energy contracting within the regulated market, showing how transaction costs may be considered key elements to the competitiveness of natural gas thermoelectric generation. It is considered an important analysis, as natural gas has become a key energy resource in the medium term, with thermoelectric generation its most important possibility of monetization. Concomitantly, the current situation of the electricity sector suggest a growing need of thermal power plants in order to guarantee the energy supply, as long as renewable energy is increasingly participating in system expansion and hydro reservoirs are losing its regulation capacity - but it requires significant regulatory changes in energy auctions, where different technologies compete to have access to the electricity market. According to the Transaction Costs Economy approach, the incompatibility between the current regulation and the presence of specific assets and uncertainties, characteristic of the analyzed economic activity, addresses vertically integrated structures as a solution for the investment coordination problem.

Keywords: Natural Gas, Thermal Power Plants, Brazilian Electricity Sector, Transaction Costs, Competitiveness

LISTA DE FIGURAS

- Figura I.1 – Capacidade Instalada do Sistema Elétrico Brasileiro 1965-2000 (%)
- Figura I.2 – Capacidade Instalada do Sistema Elétrico Brasileiro – Maio/2016
- Figura I.3 – Consumo de Gás Natural por Setor 2000-2014 (bmc)
- Figura I.4 – Produção de Gás Natural e Reserva/Produção 2005-2014
- Figura I.5 - Produção Bruta Potencial Nacional de Gás Natural por Ambiente de E&P
- Figura I.6 – Reinjeção, Quiema e Perda e Consumo nas Unidades de E&P de Gás Natural (%)
- Figura I.7 – Participação das Ofertas Nacional e Importada na Oferta Total de Gás Natural (%)
- Figura I.8 – Preços médios de GNL Importado e Vendido às Térmicas do PPT (%)
- Figura I.9 - Infraestrutura de Gasodutos de Transporte
- Figura III. 1 – Quadro Institucional do Setor Elétrico Brasileiro
- Figura III. 2 – Tipos de Leilões
- Figura IV. 1 – Energia Nova Contratada nos Leilões (2005 Até 2016)
- Figura IV. 2 – Participação das Fontes na Energia Nova Contratada nos Leilões
- Figura IV. 3 – Evolução da Energia Armazenada Anual (%)
- Figura IV.5 – Acréscimo Anual da Capacidade Instalada por Fonte (MV)
- Figura IV.6 – Geração Térmica a Gás Natural Janeiro/2015 até Abril/2016 (MWmédios)
- Figura IV. 7 – Comportamento da GF e da Geração Esperada a Variações do CVU
- Figura IV.8 – Consumo de Gás Natural para Geração Elétrica sobre Consumo Total (%)
- Figura IV.9 - Evolução do Preço da Energia nos LEN (R\$/MWh)

LISTA DE TABELAS

- Tabela I.1 – Participação da Petrobras na Cadeia Produtiva de Gás Natural
- Tabela I.2- Usinas Térmicas a Gás Natural em Operação até 2007
- Tabela I.3 - Usinas Térmicas a Gás Natural em Operação em Agosto de 2016
- Tabela II.1 - Características das Transações e Estruturas de Governança
- Tabela II.2 - Custos de Transação na Indústria Elétrica Brasileira: Variáveis para Análise

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CME	Custo Marginal de Energia
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	Custo de Operação
CVU	Custo Variável Unitário
ECT	Economia dos Custos de Transação
E&P	Exploração e Produção
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras SA.
ENA	Energia Natural Afluenta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviço de Sistema
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GF	Garantia Física
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo

GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
ICB	Índice de Custo e Benefício
LA	Leilão de Ajuste
LE	Leilão Estruturante
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
NEI	Nova Economia Institucional
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEMAT	Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
PPE	Plano Decenal de Expansão de Energia
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PPT	Programa Prioritário de Termelétricidade
RF	Receita fixa
SIN	Sistema Interligado Nacional
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	13
CAPÍTULO I - A GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL NO BRASIL ...	17
I.1 - As Termelétricas a Gás Natural na Matriz Energética Brasileira	17
I.1.1 - Antecedentes	17
I.1.2 - Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT	21
I.1.3 - Integração Truncada das Termelétricas a Gás Natural	23
I.2 - Evolução Recente da Indústria de Gás no Brasil	26
I.2.1 - Condições de Demanda e Oferta de Gás Natural	27
I.2.2 - Condições da Infraestrutura de Transporte.....	33
I.2.3 - A Petrobras na Cadeia de Suprimento do Gás Natural	36
I.3 - Os Riscos de Investimento em Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil	38
CAPÍTULO II - CUSTOS DE TRANSAÇÃO E A COORDENAÇÃO DE INVESTIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	47
II.1 - Introdução	47
II.2 - Abordagem dos Mercados, Motivações para Intervenção e Críticas	48
II.3 - Análise pela Ótica da Nova Economia Institucional	53
II.3.1 - Definição de Custos de Transação	54
II.3.2 - Pressupostos Comportamentais e Características das Transações	56
II.3.3 - Estruturas de Governança	58
II.4 - Coordenação de Investimentos no Sistema Elétrico Brasileiro	61
II.4.1 - A Necessidade de Coordenação nas Indústrias de Rede	61
II.4.2 - As Singularidades do Sistema Elétrico Brasileiro	63
II.4.3 - Considerações sobre Contratos de Longo Prazo de Energia	67
CAPÍTULO III - ASPECTOS REGULATÓRIOS E COMPETITIVOS DA CONTRATAÇÃO DE USINAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL	71
III.1 - Introdução	71
III.2 - A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	71
III.3 - Estrutura de Comercialização de Energia Elétrica	77
III.3.1 - O Ambiente de Contratação Livre (ACL)	77
III.3.2 - O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	78
III.4 - Os Leilões de Energia Elétrica	79

III.4.1 - Modalidades de Leilão de Energia	80
III.4.2 - Procedimentos dos Leilões de Energia Nova – LEN.....	81
III.5 - Atributos Regulatórios dos LEN	83
III.5.1 - Comprovação de Lastro de Suprimento de Combustível	84
III.5.2 - Índice Custo e Benefício – ICB	86
III.5.3 - Nível de Inflexibilidade	89
III.5.4 - Preço Teto	90
III.6 - Conclusões	91
CAPÍTULO IV – BARREIRAS REGULATÓRIAS AOS INVESTIMENTOS EM TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL	93
IV.1 - Introdução	93
IV.2 - A Expansão do SIN Selecionada pelos Leilões	93
IV.3 - Custos de Transação e a Relação Contratual nas Térmicas à Gás Natural	100
IV.3.1 - Comprovação de Lastro de Combustível.....	103
IV.3.2 - Índice Custo e Benefício – ICB	106
IV.3.3 - Nível de inflexibilidade	111
III.3.4 - Preço Teto	115
III.6 - Conclusões	117
CAPÍTULO V – PROPOSTAS DE APRIMORAMENTOS PARA A COMPETITIVIDADE DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	121
V.1 - Orientação das Termelétricas para a Base da Curva de Carga	121
V.2 - Alteração da Metodologia de Comprovação de Reservas de Gás Natural	122
V.3 - Planejamento Determinativo	125
V.3.1 - Leilão Estruturante	125
V.3.2 - Leilão de Reserva	127
V.4 - Mudanças no Cálculo do Índice Custo-Benefício (ICB)	128
V.5 - Integração dos Planejamentos Energéticos de Longo Prazo	129
CONCLUSÕES	131
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	134

INTRODUÇÃO

A partir da segunda metade da década de 1980, a intervenção do Estado em setores básicos da economia, especialmente as indústrias de rede, ganhou maior dimensão no debate acadêmico e nas agendas de políticas públicas. A indústria elétrica experimentou um amplo processo de reestruturação do modo de organização industrial que caracterizou a sua expansão, tradicionalmente controlada por monopólios naturais regulados pelo custo de serviço. No centro das reformas estão as políticas regulatórias voltadas para a desverticalização, introdução da concorrência e ampliação dos benefícios aos consumidores, mudando, profundamente, as formas de organização e regulação setorial.

Nos Brasil, o setor elétrico passou por grandes reformas institucionais, na década seguinte, nas quais a privatização de estatais, a quebra de monopólios verticalizados e abertura do acesso de terceiros, a criação de um mercado atacadista de energia, entre outras medidas alteraram, consideravelmente, a estrutura e a organização econômica do setor. Em paralelo, seu arranjo institucional também foi reformulado com a criação de uma série de instituições para a regulação do novo modelo. No mercado regulado, observa-se a estabelecimento de novas regras contratuais para a comercialização de energia, nas quais a institucionalização de leilões tem como principal objetivo a busca da eficiência através da competição, sem perder de vista o planejamento centralizado do governo.

As reformas estruturais no setor elétrico foram empreendidas num contexto de restrições de capacidade de oferta de energia elétrica. Neste âmbito, cabe destacar as diretrizes referentes à ampliação do gás natural na matriz elétrica brasileira, que, com certo atraso, seguia uma tendência observada em diversos países: a convergência entre as indústrias de gás natural e energia elétrica elevou a participação da fonte na matriz de geração elétrica mundial de 12%, em 1972, para 22%, em 2012 (IEA, 2014, p.24).

No Brasil, por muitos anos, a baixa participação desse combustível para geração de energia se relaciona ao ceticismo sobre o papel que o gás natural poderia desempenhar no setor elétrico, devido a pouca expressividade das reservas nacionais e às singularidades do setor elétrico brasileiro, cuja operação é predominantemente hídrica e coordenada a partir de grandes reservatórios de armazenamento (BICALHO, 2014). O aumento da participação do gás natural na matriz de geração nacional é recente e ocorreu por meio de incentivos governamentais, principalmente para resolver crises de curto prazo de abastecimento de energia. Esse rápido crescimento, no entanto, esconde a falta de planejamento e as políticas

antagônicas, ao longo dos últimos dez anos, nos quais as dificuldades de conciliar os setores de eletricidade e gás natural caracterizam a trajetória das termelétricas a gás natural no Brasil.

Todavia, a mais recente crise do setor elétrico vem chamando atenção para a importância da termoeletricidade. Diante da expansão da demanda, dificuldades em expandir a reserva hídrica e aumento da participação das fontes intermitentes, a capacidade relativa de armazenamento dos reservatórios tem se reduzido gradativamente, impondo um ponto de inflexão sobre a continuidade do perfil da matriz elétrica brasileira, que deverá, cada vez mais, se distanciar da sua histórica predominância hídrica e contar com a entrada de fontes térmicas, tradicionalmente flexíveis, na base da geração.

Contudo, qual o tipo de térmica que melhor se adequa ao novo perfil do setor elétrico brasileiro ainda não é uma questão respondida. Nesse contexto, o gás natural vem despontando como um energético mais expressivo, no médio prazo, diante das grandes expectativas referentes às recentes descobertas no Pré-sal e em terra. Todavia, a viabilização desse potencial econômico é um dos maiores desafios da política energética brasileira atualmente, no qual o consumo no segmento térmico desponta como única alternativa de monetização das reservas de gás natural, com escolha de projetos térmicos integrados na “boca do poço” ou com terminais de regaseificação, resgatando o GNL como alternativa importante para garantir a expansão do parque gerador brasileiro.

De acordo com o cenário apresentado, em que as térmicas se mostram essenciais para garantir a segurança de abastecimento e o gás natural desponta como importante alternativa disponível para as mesmas, torna-se premente a análise das condições de competitividade dessa fonte na sistemática de leilões. Dado que os leilões são o *locus* onde ocorre a disputa entre as tecnologias de geração pelo mercado, o seu aparato regulatório configura a estrutura geral na qual se estabelece a competição entre as fontes alternativas disponíveis à expansão da matriz de geração.

Nesse sentido, o objetivo dessa dissertação é realizar uma investigação sobre o grau de competitividade das termelétricas a gás natural no âmbito dos Leilões de Energia Nova, a fim de verificar os desafios para a expansão dessa fonte e, conseqüentemente, a monetização dos recursos de gás natural recém-descobertos. Para tanto, o trabalho realiza uma revisão do aparato regulatório para contratação de energia nova à luz da Teoria dos Custos de Transação. A necessidade de coordenação das atividades produtivas, principalmente, dos investimentos em geração térmica a gás natural é o foco deste trabalho.

A dissertação parte da seguinte questão – por que os modos de coordenação implementados nas reformas institucionais do setor elétrico não são suficientes para que os agentes envolvidos na atividade de geração térmica a gás se ajustem de forma descentralizada? A discussão é suscitada pela hipótese de que, apesar dos aprimoramentos institucionais, a fim de reduzir os maiores custos de transação emergentes com o novo modelo do setor elétrico brasileiro, o aparato regulatório presente nos leilões é incompatível com as características estruturais da indústria de gás natural e de suas relações com o setor elétrico, tornando os mecanismos vigentes insuficientes para a coordenação dos investimentos em geração térmica a gás natural.

O método de trabalho, como mencionado acima, recorre à Economia dos Custos de Transação e aos conceitos de organização industrial para fornecer uma estrutura analítica ao problema de coordenação de investimentos. O foco da análise recai sobre a eficiência relativa das diferentes estruturas de coordenação, em termos dos custos de transação, dada a especificidade dos ativos e incerteza, bem como as hipóteses de racionalidade limitada e oportunismo referentes aos agentes econômicos. Essa abordagem, fortemente apoiada nos trabalhos de Williamson, é amplamente empregada nos estudos referentes à regulação de indústrias de rede, sobretudo na discussão em torno das reformas liberais implementadas nas duas últimas décadas.

O tema desta dissertação é de grande relevância, pois concebe uma reflexão sobre dois importantes setores energéticos que certamente ganharão maior espaço no debate de política energética no Brasil, pensando em soluções estruturais à luz do desempenho recente dessas indústrias. A conjuntura atual do setor apresenta dúvidas em relação à sua capacidade de atender aos objetivos de segurança energética e modicidade tarifária. Já o setor de gás natural exibe um potencial exploratório que representa um grande ganho econômico para o país, mas que apenas será viabilizado por políticas públicas comprometidas com a definição de clientes âncoras. Assim, revela-se importante a análise dos determinantes da competitividade das termelétricas a gás natural e das perspectivas de contratação de um parque térmico mais condizente com a nova realidade energética brasileira.

A dissertação está dividida em cinco capítulos além desta introdução e das conclusões finais. O Capítulo I apresenta uma contextualização histórica da evolução das termelétricas a gás natural no Brasil, identificando as singularidades do seu desenvolvimento e papel no setor elétrico brasileiro, além das perspectivas de suprimento de gás natural. O Capítulo II apresenta a abordagem dos Custos de Transação e seus principais argumentos a

respeito do problema de coordenação de investimentos e avalia como as variáveis discutidas podem ser interpretadas na cadeia produtiva da energia elétrica. O Capítulo III apresenta as reformas institucionais do setor elétrico, com destaque para a sistemática de leilões implementada a partir de 2004 e seu aparato regulatório. O Capítulo IV realiza a aplicação do marco teórico sobre as regras de leilões apresentadas no capítulo anterior; desta forma, pode-se discutir a necessidade de coordenação na gestão das transações em torno de projetos térmicos a gás, ou seja, busca-se avaliar qual estrutura de coordenação mais eficiente para fomentar os investimentos nesta atividade. O Capítulo V apresenta propostas de aprimoramentos regulatórios com vistas a ampliar a competitividade das térmicas a gás natural.

CAPÍTULO I - A GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL NO BRASIL

I.1 – As Termelétricas a Gás Natural na Matriz Energética Brasileira

I.1.1 - Antecedentes

Durante a última metade do século XIX, o desenvolvimento dos centros urbanos junto à necessidade de melhoria nos serviços públicos e ao aumento das atividades industriais impulsionaram as primeiras experiências no campo da energia elétrica no Brasil, ao mesmo tempo em que ocorriam nos Estados Unidos e Europa¹. Em 1883, o primeiro serviço de iluminação pública municipal da América do Sul a partir de energia elétrica foi inaugurado na cidade de Campos dos Goytacazes (RJ), na presença do imperador Dom Pedro II; tratava-se de uma unidade termelétrica movida a vapor gerado em caldeira a lenha com 52 kW de capacidade para alimentar 39 lâmpadas. Nas duas décadas seguintes, várias pequenas usinas, principalmente termelétricas, foram instaladas para atender a demanda de iluminação pública, da indústria nascente e da mineração, nas principais cidades do país² (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE).

Contudo, foi o generoso potencial hidráulico que rapidamente se desenhou como o caminho natural do desenvolvimento da indústria de energia elétrica no Brasil. Originalmente, as usinas hidrelétricas, hoje consideradas como de pequena potência, eram pertencentes a prefeituras municipais e indústrias e operavam a “fio d’água” ou com pequenos reservatórios de regularização diária. O principal marco do início do uso da hidroeletricidade no país é a usina hidrelétrica de Marmelos, projeto do industrial Bernardo Mascarenhas, de 250 kW de capacidade e com a finalidade de abastecer a sua fábrica de tecidos e a iluminação pública, na cidade de Juiz de Fora, em Minas Gerais, em 1989³ (LEITE, 2007, p.51).

¹ Em 1882, Thomas Edison inaugurou, em Nova Iorque, a Pearl Street Central Station, a primeira central americana de serviço público de geração e distribuição de eletricidade.

² Em 1897, Porto Alegre inaugurou serviço público de iluminação elétrica a partir de usina térmica da Companhia Fiat Lux. O mesmo ocorre no centro da cidade do Rio de Janeiro, com pequena central térmica da Companhia de Força e Luz. Em 1889, começa a operar em São Paulo usina térmica destinada à iluminação pública e particular no bairro de Água Branca (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE).

³ Dois eventos anteriores às experiências de Campos e Juiz de Fora reforçam a contemporaneidade da indústria de suprimento de eletricidade brasileira: o uso do dínamo para iluminação da estação central da ferrovia Dom Pedro II (Central do Brasil), em 1879; e a central hidroelétrica de Diamantina (MG), em 1883. No entanto, Campos e Juiz de Fora, devido a suas capacidades e característica, são consideradas as duas experiências mais importantes (BICALHO, 2009).

No início do século XX, o processo de expansão urbana do Rio de Janeiro e de São Paulo atraiu o capital estrangeiro para instalar companhias de serviços públicos, enquanto a eletricidade, gradualmente, se confirmava atividade de importância econômica e estratégica para o país. As concessionárias privadas foram responsáveis pela construção das primeiras grandes barragens brasileiras, organizadas sob a forma de sistemas independentes e isoladas, atendendo, preferencialmente, às maiores concentrações urbanas. Em 1930, a maior parte das atividades ligadas à energia elétrica já estava concentrada nas companhias estrangeiras Light e Amforp. O parque gerador brasileiro, por sua vez, tornava-se predominantemente hidráulico, a partir do aproveitamento do potencial hídrico presente no eixo Rio-São Paulo⁴.

A partir da década de 1930, verifica-se uma redefinição do papel do Estado na consolidação de uma indústria elétrica de fato no Brasil, em consonância com o crescente intervencionismo na esfera econômica para promover o desenvolvimento industrial. De início, verificou-se o aumento das atribuições reguladoras e fiscalizadoras do Estado sobre os serviços públicos, a partir de medidas pioneiras de ordenação institucional das atividades de energia elétrica, como a extinção da cláusula-ouro e a formalização do Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934)⁵. Em seguida, o Estado passa a assumir a função de produtor e planejador do sistema elétrico para suprir as deficiências de investimento privado em descompasso com o crescimento da demanda. Com base nas nascentes empresas estatais federais - como a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e a Central Elétrica de Furnas - e no planejamento e coordenação realizados pela Eletrobrás⁶, o setor elétrico foi arquitetado a partir da construção de grandes usinas hidrelétricas com reservatórios plurianuais.

A consistência e a amplitude incomuns da exploração dos recursos hídricos para geração de energia elétrica, aproveitando a situação privilegiada do país com grandes rios de planalto, abastecidos por abundantes chuvas tropicais, consiste numa singularidade do setor

⁴ Alguns exemplos são as usinas hidrelétricas de Parnaíba (1901), Fontes (1904) e Henry Borden (1926). Entre 1907 e 1919, a capacidade instalada no país aumentou mais de 600% (BNDES, 2002).

⁵ A cláusula-ouro protegia as concessionárias contra os efeitos da desvalorização da moeda nacional, a partir do reajuste sistemático das tarifas pela cotação do ouro; uma vez extinta, o Código de Águas reviu os critérios de preços para a forma de “serviço pelo custo”. O Código também alterou as normas de concessão, determinando que a exploração da energia hidráulica e os serviços de transmissão e distribuição passariam a depender de concessão ou autorização do governo federal, conferidos, exclusivamente, a brasileiros ou a estrangeiros em atividade no país. Na época, também foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, em 1939 (LEITE, 2007, p. 76).

⁶ Nas décadas de 1950 e 1960, outras iniciativas foram desenvolvidas para realizar a expansão do sistema elétrico brasileiro, como: o Imposto Único Sobre Energia Elétrica; o Fundo Federal de Eletrificação; o Plano Nacional de Eletrificação; a Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobrás) e o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDE, depois BNDES) (LEITE, 2007, p.100-124).

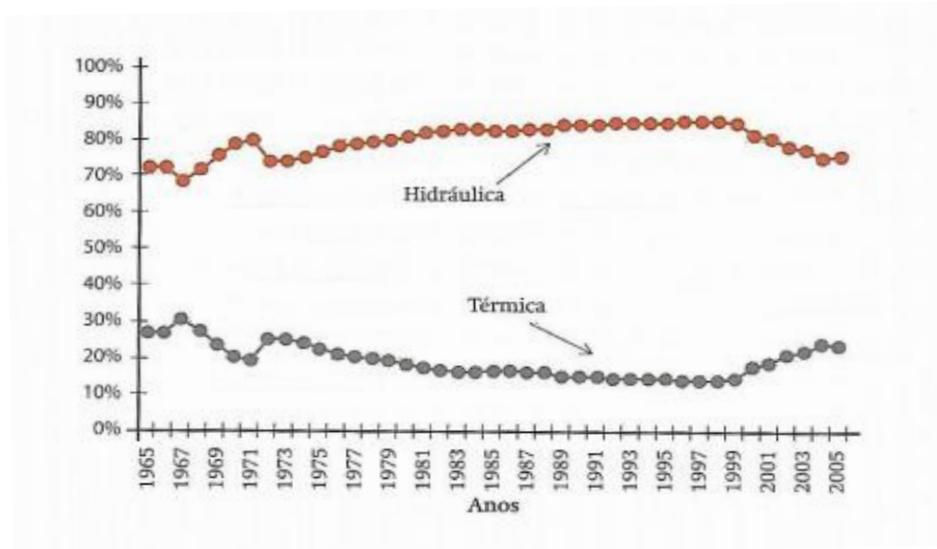
elétrico brasileiro, frente aos países de vanguarda industrial, cuja matriz energética era baseada, majoritariamente, em termelétricidade a carvão e derivados de petróleo. A sofisticada gestão dos recursos hídricos se confirma fundamento do seu sistema elétrico, determinando não apenas um padrão operativo que prioriza a otimização dos reservatórios, mas também toda a base técnica, organizacional e institucional do setor (BICALHO, 2014).

Nesse sentido, é manifestação da singularidade desse setor o lento desenvolvimento térmico experimentado no Brasil, bem como o seu papel complementar aos despachos hídricos. A geração termelétrica, durante a maior parte do século XX, ficou limitada a poucos empreendimentos a carvão, num arrastado processo de inauguração de novas usinas. Outras barreiras foram a ausência de carvão de qualidade e de baixo custo de extração; a baixa produtividade das atividades de mineração, produção e beneficiamento do carvão; os altos custos do transporte para fora da região Sul, principal polo carvoeiro do país; e o direcionamento da diminuta produção nacional para a siderurgia, ferrovias e vapores de cabotagem (LEITE, 2007, p.67-68; 109).

As térmicas a óleo combustível, solução encontrada para atender os sistemas isolados, também não se configuraram uma via economicamente sustentável para a expansão do sistema⁷. Na década de 1970, um enorme programa nuclear foi lançado, porém era extremamente caro e foi paralisado com a crise econômica nos anos 1980 e problemas próprios. Já a limitada disponibilidade de gás natural e a ausência de infraestrutura de importação tornavam o combustível inadequado para a utilização em termelétricas, sendo orientado para usos mais nobres, como industrial e insumo (LOSEKANN, 2015).

⁷ O consórcio Canambra, formado para realizar levantamento dos recursos hídricos da região Sudeste, sugeriu comparar, para averiguar a viabilidade econômica dos diversos projetos de hidroelétricas, os seus inventários com uma termelétrica a óleo combustível importado; os resultados apontaram custos substancialmente inferiores das hidrelétricas. As poucas térmicas a carvão e óleo eram sustentadas pela Conta de Consumo dos Combustíveis (CCC), criada na Lei de Itaipu para cobrir despesas com combustíveis, em relação à receita bruta do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste; após as reformas de 1990, o mecanismo, identificado como subsídio aos produtores de carvão, permanece apenas para cobrir as despesas dos sistemas isolados (LEITE, 2007, p. 125; 297).

Figura I.1 – Capacidade Instalada do Sistema Elétrico Brasileiro 1965-2000 (%)



Fonte: LEITE, 2007, p. 296.

A partir da década de 1990, a perspectiva de um rápido deslanche das termelétricas a gás no Brasil se apoiava no maior uso desse combustível como importante insumo para a produção de eletricidade em diversos países⁸, com a expansão das reservas provadas e da produção de gás natural, bem como a difusão da tecnologia de turbinas a gás em ciclo combinado, que propiciara ganhos significativos de eficiência. Além disso, o gás natural atendia às recentes preocupações ambientais de substituição de combustíveis fósseis mais poluentes, como carvão e derivados do petróleo. Contudo, apenas com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL, no final dos anos 1990, foi organizado ambicioso plano de geração termelétrica no Brasil, no qual essas usinas assumiam o papel de ancorar o desenvolvimento do mercado nacional de gás natural. Elaborado inicialmente para atender a expansão do mercado industrial, o GASBOL permitiu o rápido crescimento do mercado de geração termelétrica a partir da condição de ociosidade inicial da sua capacidade de transporte (ALMEIDA & COLOMER, 2013, p. 272). Quase ao mesmo tempo, uma crise de suprimento de energia elétrica se anunciava no Brasil, e o governo lançou, em caráter emergencial, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), dando mais um impulso às térmicas a gás.

⁸ Em vinte anos, o gás natural foi a fonte cuja participação mais aumentou na matriz de geração elétrica mundial, saltando de 12%, em 1972, para 22%, em 2012 (IEA, 2004, p.24).

I.1.2 - Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT

O setor elétrico brasileiro experimentou um longo período de êxitos que permitiu ampliar continuamente o parque de geração, provendo acesso de parcela crescente da população brasileira à energia elétrica, com melhoria da qualidade dos serviços e decréscimo das tarifas reais. A combinação de regime de monopólio verticalmente integrado, propriedade estatal e remuneração a custos de serviços foi crucial para a exploração das economias de escala. Contudo, a partir do final da década de 1970, a trajetória de crescimento autossustentado foi comprometida, passando à necessidade de participação privada em todos os segmentos da cadeia do setor elétrico. Buscou-se, então, implementar uma regulação setorial que garantisse um ambiente seguro para os investimentos privados nacionais e estrangeiros, o que levou a uma reforma liberalizante, na década de 1990 (ALMEIDA, 2014). Como ocorrido na maioria dos países industrializados, cujos setores elétricos foram reestruturados na época (ROSA *et al.*, 1998), a reforma no Brasil teve o objetivo de promover investimentos e introduzir competição nos segmentos possíveis.

A mudança na estrutura dos investimentos em geração de energia levou em conta a instalação de centrais termelétricas a gás natural, em função da oferta disponibilizada pelo GASBOL e do prazo de implementação e investimento menores do que das hidrelétricas. Contudo, a construção das termelétricas foi comprometida pelas expectativas de baixos retornos e elevados riscos. Conforme afirma Losekann (2003, p. 169-171), havia riscos regulatórios, causados pelas lacunas do novo marco regulatório e pela instabilidade institucional, deixadas pela reforma setorial dos anos 1990; riscos microeconômicos, relacionados à dominância hidráulica na matriz de geração brasileira, o que poderia inviabilizar o fluxo de caixa das centrais termelétricas durante seus primeiros anos de operação, num cenário hidrológico favorável e, portanto, de preços baixos de eletricidade e reduzida quantidade produzida pelas térmicas; e riscos macroeconômicos, determinados pela volatilidade da taxa de câmbio. Esse último se configurava no principal obstáculo à efetivação de investimentos em térmicas a gás, cujos equipamentos eram majoritariamente importados, assim como o combustível. No final dos anos 1990, a economia brasileira enfrentava os efeitos da crise asiática de 1997 e, posteriormente, a desvalorização cambial com o abandono do câmbio fixo⁹.

⁹ Com a adoção das taxas de câmbio flutuante, o preço do gás boliviano em moeda nacional subiu de R\$ 2,26 reais, em 1996, para R\$ 6,00, no final de 2000 (LEITE, 2007, p.339).

Ademais, o processo de privatização em curso no setor elétrico brasileiro possibilitava adquirir ativos em operação, uma alternativa mais atrativa do que investir em novos projetos que levariam tempo para gerar receitas, em uma conjuntura de elevado custo de capital. Ao mesmo tempo, as energias asseguradas das hidrelétricas que respaldaram os contratos iniciais mostravam-se superdimensionadas, resultando numa sinalização errada para a contratação de nova geração pelas distribuidoras, mesmo num contexto de escassez de oferta, devido a atrasos de obras. Com a redução do ritmo de aumento da oferta frente ao crescimento da demanda de energia, os reservatórios foram constantemente deplecionados, nos períodos secos (LOSEKANN, 2015).

O cenário de escassez alertou para a necessidade de introduzir novas fontes de energia primária na matriz energética nacional, a fim de reduzir a dependência do sistema elétrico às condições hidrológicas e evitar um colapso da oferta no curto prazo. Criou-se, nesse âmbito, o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, pelo Decreto n.º 3.371 de 2000 (BRASIL, 2000). A previsão inicial do PPT era a de implantação de 49 termelétricas, dos quais 43 eram direcionadas ao consumo de gás natural, com prazo de entrada em operação para 2003. A potência instalada total prevista era de cerca de 17 mil MW, sendo 15,3 mil MW baseados no gás natural.

O programa estabeleceu condições atrativas a fim de mitigar os riscos dos empreendimentos termelétricos a gás natural, como garantia de suprimento de combustível a um preço fixado (US\$ 2,26/MMBtu); garantia de compra da eletricidade pelas distribuidoras; e linha especial de crédito pelo BNDES. Ainda assim, o PPT não foi suficiente para evitar os problemas de oferta de energia elétrica. O programa esbarrou em vários obstáculos, entre os quais a dificuldade de aquisição de turbinas no mercado internacional, saturado de encomendas, e riscos cambiais associados ao preço do gás natural - os contratos de gás importado, cotados em dólar, eram reajustados trimestralmente, segundo variação de preços no mercado internacional, porém essas alterações não podiam ser repassadas imediatamente às tarifas elétricas, cujos reajustes são anuais. Resultaram dessas dificuldades significativos atrasos para a entrada em operação das usinas. Do objetivo inicial do PPT, apenas 22 térmicas a gás entraram em operação, adicionando 9,2 GW de capacidade instalada após o racionamento de 2001, que se tornou incontornável, interrompendo a reforma liberalizante em curso¹⁰ (LOSEKANN, 2015).

¹⁰ Não são consideradas no total de capacidade as termelétricas Vale do Açu e Cubatão, que faziam parte da lista de térmicas do PPT, mas entraram em operação após o encerramento do programa, e a usina Santa Cruz Nova, que apresentou problemas operacionais até ser convertida para GNL, em 2004.

O racionamento de energia deixou evidente que a necessidade de rápida expansão da capacidade instalada frente à demanda crescente, a predominância hídrica do parque gerador brasileiro e a imaturidade de indústria de gás natural dificultavam uma reforma calcada em expansão térmica, aos moldes do Reino Unido; todavia também deixou clara a importância da maior participação dessas centrais no parque gerador para garantir a confiabilidade do suprimento de energia elétrica.

O PPT, por sua vez, ratificou o papel de consumo âncora da termelétricidade para a criação de um mercado de gás natural e se mostrou, em tese, positivo para a rápida formação do mercado brasileiro desse combustível, ao criar estímulos de longo prazo à entrada dessas centrais. Entretanto, fundamentadas nas singularidades do sistema elétrico brasileiro, as térmicas prioritárias foram construídas em regime flexível, enquanto que a viabilização da indústria de gás brasileira, cuja oferta se expandia com a construção do GASBOL, demandava cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay*. Nesse sentido, conforme afirma Leite (2007, p. 354), as termelétricas ficaram operacionalmente espremidas entre a missão emergencial de conter o esvaziamento dos reservatórios hídricos e o programa de longo prazo do GASBOL. Ademais, o PPT criou a tendência indesejável de cristalização da estrutura oligopólica na indústria de gás natural brasileira.

I.1.3 – Integração Truncada das Termelétricas a Gás Natural

Com o racionamento de eletricidade de 2001, o consumo de eletricidade experimentou uma forte redução, e o contexto de abastecimento crítico deu lugar a um excesso de capacidade instalada. A regularização da operação e o retorno das térmicas à função de *backup* estabeleceu a incompatibilidade do papel que estas devem desempenhar para as indústrias de gás e de energia elétrica, no Brasil.

Para a indústria de gás natural, o papel das termelétricas seria o de ancorar o desenvolvimento da rede de gás no Brasil, que ainda é imatura. O consumo regular de gás por termelétricas possibilitaria a diluição dos custos fixos incorridos durante as fases de exploração e produção e de transporte do gás natural, possibilitando a difusão progressiva do combustível em outros mercados. Para o setor elétrico, as termelétricas são encaradas como uma fonte complementar à energia hidráulica, o que determina a baixa utilização das térmicas na maior parte do tempo e, dessa forma, não propicia a diluição dos custos fixos da indústria de gás. Neste sentido, o Brasil enfrenta dificuldades em compatibilizar a sua indústria de gás

natural com a variabilidade da demanda do setor elétrico, o que é identificado como uma “integração truncada” dessas indústrias (LOSEKANN, 2010) (LOSEKANN, 2015).

Dada a conjuntura de sobra de energia elétrica após 2001, a herança do PPT era uma carteira de usinas termelétricas, a maioria de propriedade da Petrobras, sem contrato de venda de energia, mas acumulando prejuízos devido aos acordos de compra de combustível pelo GASBOL (REGO, 2007, p. 92-96). Contudo, uma vez que as térmicas foram contratadas, nos leilões de energia, constatou-se um *overbooking* do gás natural e episódios de falta do combustível para o despacho termelétrico.

Para lidar com a subutilização de sua rede de transporte de gás, a Petrobras lançou, em 2004, o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, que incentivava o aumento do consumo desse combustível, especialmente nos setores industrial e automotivo, a partir do congelamento dos preços do gás nacional e boliviano. Com isso, a Petrobras vendera o mesmo gás através de contratos firmes, o que implicava na indisponibilidade do combustível para as térmicas, quando operadas em plena potência.

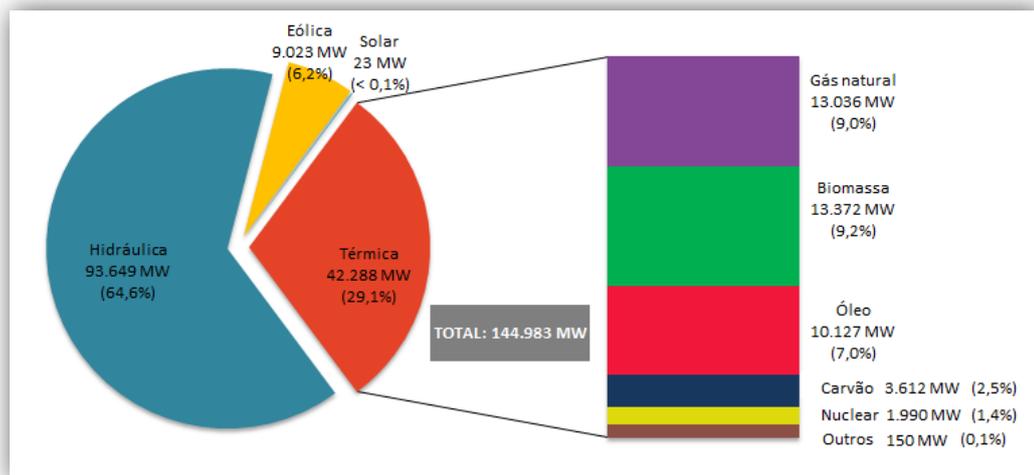
Ciente dessa possibilidade, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS promoveu um teste em dezembro de 2006, ordenando o despacho pleno das centrais termelétricas e, em função da indisponibilidade de combustível, apenas 48% da capacidade de geração entrou em operação. Pouco depois, no final de 2007, foi realizado novo teste para verificar a capacidade de fornecimento do gás e, mais uma vez, constatou-se a impossibilidade de atendimento simultâneo a todas as classes de consumo. O ONS passou a desconsiderar as térmicas a gás nos planejamentos de operação e, através de uma resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, despachou as usinas a óleo antes das usinas a gás, violando o critério de despacho por ordem de mérito. Essa situação motivou o termo de compromisso entre Petrobras e ANEEL em 2007 para ampliar, gradualmente, a disponibilidade de gás e recuperar a capacidade de geração das termelétricas. A situação foi contornada em 2008, quando os reservatórios voltaram a encher e com a finalização do gasoduto Cabiúnas-Vitória, com o qual as térmicas do Rio de Janeiro puderam ser acionadas.

A falta de uma política estruturada de energia e o descompasso entre as ações empreendidas pelo diferentes agentes econômicos - Petrobras, distribuidoras, consumidores industriais, termelétricas - ofereceram sinais equivocados que levaram a desequilíbrios nas condições de oferta e de segurança no suprimento, tanto no setor elétrico como no setor de gás natural. Com isso, as termelétricas ficaram subordinadas à entrada em produção das reservas encontradas nas bacias de Santos e do Espírito Santo e às importações da Bolívia, que passam

a enfrentar restrições políticas. Como solução de curto prazo, o governo decidiu pela compra de Gás Natural Liquefeito (GNL) (PINTO JR., 2007, p. 280-282). Ainda assim, a indisponibilidade de gás para todo o mercado consumidor ocasionou a dominância de centrais termelétricas a óleo combustível, nos leilões de compra e venda de energia, e permitiu um grande hiato na entrada em operação de novas centrais termelétricas a gás natural na matriz de geração. Apesar de mais flexíveis, as centrais a óleo são mais poluentes e apresentam elevado custo operacional, o que não é adequado para o sistema elétrico brasileiro, dado que, em caso de um período hidrológico desfavorável prolongado, uma conta pesada será repassada aos consumidores (LOSEKANN, 2010).

A configuração da capacidade instalada do SIN em junho de 2016, responsável por mais de 98% da carga nacional, é apresentada na Figura I.2. Hodiernamente, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atinge 144.983 MW. As termelétricas já alcançam, aproximadamente, 30% da capacidade instalada, enquanto a fatia das hidrelétricas se reduziu para 64,4%. Dentre as fontes térmicas, o gás natural representa 9% da potência instalada do SIN. Térmicas movidas à biomassa representam 9,2%, seguidas de 7% a óleo combustível e diesel, 2,5% a carvão e 1,4% de nuclear. A eólica alcança participação de 6% da matriz de geração; já a fonte solar, apenas 0,1%.

Figura I.2 – Capacidade Instalada do Sistema Elétrico Brasileiro – Junho/2016



*Sem importação contratada (5.650 MW com o Paraguai e 200 MW com a Venezuela).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (BIG 05/07/2016)

Entretanto, como veremos adiante, o setor elétrico brasileiro encontra-se em um ponto de inflexão delicado, face às dificuldades em expandir a reserva hídrica e ao aumento da participação das fontes intermitentes na matriz de geração. Atualmente, a expansão

hidrelétrica se defronta com muitos obstáculos, uma vez que o potencial hídrico remanescente encontra-se na Amazônia, região caracterizada por baixas quedas e altas vazões no período chuvoso, o que dificulta a construção de grandes reservatórios de armazenamento, cuja viabilização também enfrenta resistências ambientais. Dessa forma, o aproveitamento hídrico será realizado por usinas a fio d'água, produzindo energia intermitente decorrente da completa exposição à variação hidrológica anual.

A expansão de fontes intermitentes também é sustentada pela penetração significativa da energia eólica, nos anos mais recentes, consolidando essa fonte como um dos principais componentes na expansão da matriz de energia elétrica do Brasil. Ainda com grande potencial a ser explorado no território nacional, o Plano Decenal de Energia 2024 (PDE 2024) prevê uma expansão significativa da eólica para o próximo decênio, saltando de 5 GW, em 2014, para 24 GW, em 2024 (EPE, 2015).

Nota-se, portanto, que o planejamento do setor elétrico apoia-se na viabilização de grandes hidrelétricas a fio d'água na região amazônica e na penetração das eólicas para suprir o aumento da demanda; entretanto, a exposição cada vez maior do sistema elétrico brasileiro à intermitência já provoca o deplecionamento dos reservatórios, impondo elevados riscos à garantia de suprimento e à modicidade tarifária. Para fazer frente a esses desafios, serão cada vez mais necessárias fontes firmes para atender a demanda e manter o volume das reservas hídricas, o qual as termelétricas podem prestar importante papel, especialmente as centrais a gás natural, por terem menores custos de operação e serem menos poluentes. A demanda por maior despacho térmico na base de geração poderá ainda contribuir para equacionar a integração truncada entre as indústrias de gás e eletricidade no Brasil. Nesse contexto, a análise das condições de expansão do parque térmico brasileiro exige que se faça uma reflexão sobre as perspectivas de suprimento, merecendo destaque o papel do gás natural.

I.2 –Evolução Recente da Indústria de Gás no Brasil

O mercado de gás natural no Brasil é relativamente recente. O modelo energético brasileiro, que privilegiou a autossuficiência de energia por meio da construção de grandes hidrelétricas e do aumento da produção interna de petróleo, marginalizou, por muito tempo, o gás natural. A produção de gás natural no Brasil tem início em 1954¹¹, na Bahia, sendo seu

¹¹ O início da produção de gás no Brasil coincide com a criação da Petrobras em 1953, pelo então presidente Getúlio Vargas.

consumo localizado, principalmente, na região do recôncavo baiano. Até a década de 1980, a produção concentrou-se, basicamente, na região Nordeste, com destaque para os estados da Bahia, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte. A partir da década de 1980, o aumento da produção na região da bacia de Campos provocou uma mudança do eixo de produção do Nordeste para a região Sudeste, mais precisamente para o estado do Rio de Janeiro¹².

A expansão do consumo de gás natural nos últimos quinze anos, puxada em especial pelas termelétricas, leva a uma situação de preocupação quanto às condições de oferta, composta, hoje, por três fontes distintas: as importações da Bolívia; o GNL, que vem assumindo papel cada vez mais premente na oferta; e a crescente produção nacional, decorrente, principalmente, da exploração dos campos do Pré-sal. No entanto, o mercado brasileiro de gás apresenta fragilidades que precisam ser reduzidas para viabilizar o recurso como alternativa energética estratégica para o país.

O objetivo desta seção é identificar as condições recentes de disponibilidade de gás natural com a finalidade de delinear as perspectivas de suprimento para o segmento termelétrico, tendo como condicionantes a oferta de gás natural, a infraestrutura física de transporte e o papel da Petrobras na indústria de gás brasileira. Foge ao escopo deste estudo uma análise sobre preços e questões regulatórias relativas à indústria, sabendo-se que o desenvolvimento do mercado térmico também depende do equacionamento dessas questões.

I.2.1 – Condições de Demanda e Oferta de Gás Natural

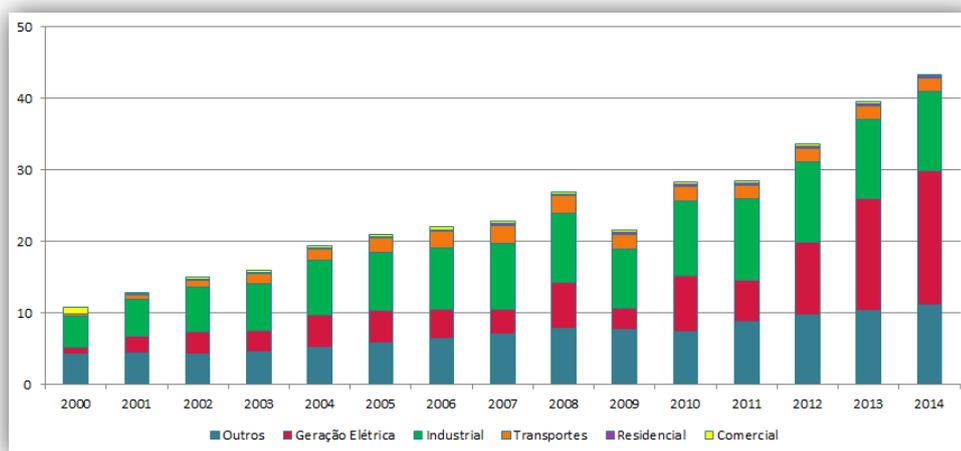
O gás natural vem aumentando a sua participação na matriz energética brasileira desde o início da operação do GASBOL, tendo passado de 3,3% da oferta interna de energia, em 2000, para 13,6%, em 2014 (EPE, 2015b). Apesar do gasoduto ter sido elaborado, inicialmente, para atender o segmento industrial, acreditava-se que a grande disponibilidade do combustível seria suficiente para desenvolver o mercado interno de gás (ALMEIDA & COLOMER, 2007, p. 261). Dessa forma, verificou-se uma diversificação da estrutura do consumo do gás natural trazida pelo acesso às reservas bolivianas. A par disso, expandiu-se a construção de térmicas a gás em função da crise de oferta do setor elétrico, reorientando a política de gás natural para aquele segmento.

¹² Do início da década de 1970 até a década de 1980, não havia uso comercial para o gás natural extraído dos poços da Bacia de Campos, que era, em sua totalidade reinjetado, queimado ou consumido na própria unidade produtora. O baixo aproveitamento está relacionado aos elevados custos de construção de infraestrutura de escoamento (ALMEIDA & COLOMER, 2007, p. 261).

Atualmente, o mercado termelétrico desponta como o maior segmento de consumo final de gás natural, tendo demandado 43,5% do total disponível de gás em 2014, o equivalente a 18,8 bilhões de m³ (bcm), resultado bastante influenciado pelo despacho contínuo das centrais térmicas devido ao período de seca. Em 2000, a demanda térmica representava apenas 9,5% (0,9 bcm) do consumo desse combustível. Em contrapartida, apesar da demanda do setor industrial ter aumentado de 4,3 bcm para 11 bcm, no mesmo período, a sua participação caiu de 43% para 25,6% (EPE, 2015b).

O consumo final de gás nos segmentos residencial e comercial apresentou aumentos com a expansão da malha de distribuição, contudo o combustível ainda sofre uma penetração reduzida nesses setores, devido às especificidades climáticas do Brasil, aos subsídios dados ao GLP e ao baixo desenvolvimento da malha de gasodutos de transporte e distribuição. Em 2014, o setor residencial correspondeu a 0,8% (0,3 bcm) do consumo total de gás, e o setor comercial, a apenas 0,6% (0,2 bcm). Já o mercado de GNV passou por forte incremento até 2007, chegando a 11% (2,5 bcm) do consumo final de gás natural, quando as conversões da frota passaram a cair devido à perda de competitividade do gás em relação aos demais combustíveis, indo para 4% (1,8 bcm), em 2014 (EPE, 2015b).

Figura I.3 – Consumo de Gás Natural por Setor 2000-2014 (bcm)

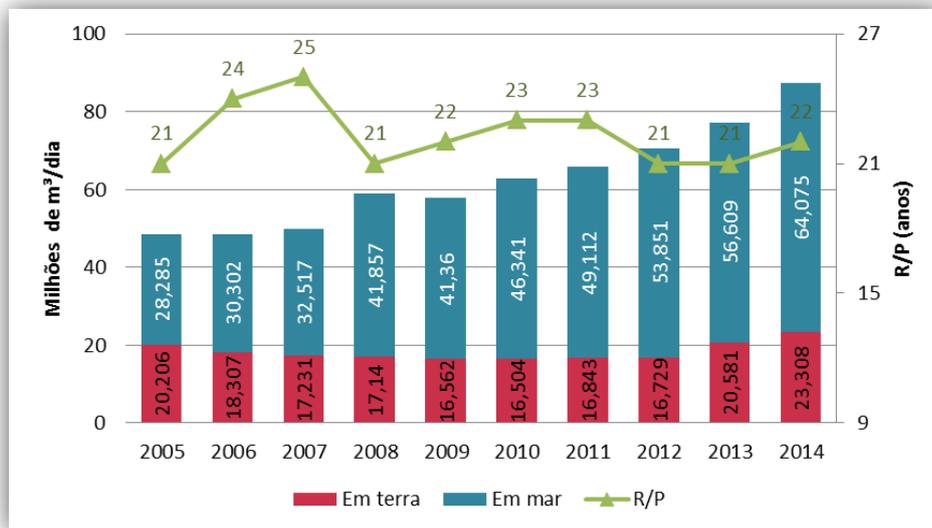


*Outros: Produção de derivados de petróleo, consumo final não energético e setor energético.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN 2015 (EPE, 2015b)

As reservas brasileiras de gás natural cresceram rapidamente, nos últimos anos, como reflexo dos investimentos em exploração e produção (E&P). Segundo o MME (2016), entre 2005 a 2014, as reservas provadas de gás natural cresceram 54%, passando de 306 bcm para 471 bcm. Esse acréscimo ocorreu notadamente no mar, onde as reservas provadas

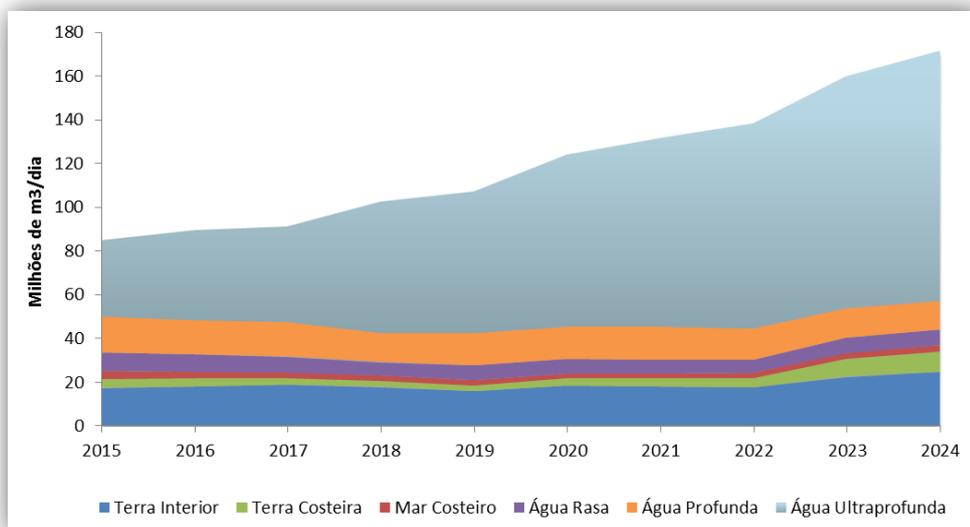
aumentaram 70,4%, indo de 234 bcm para 399 bcm. Nesse período, as reservas totais de gás praticamente dobraram, chegando a 859 bcm, em 2014. Já a produção diária de gás natural apresentou aumento de 80,2%, passando de uma média de 48,5 milhões de m³ por dia (MMm³/d), em 2005, para 87,4 MMm³/d, em 2014. O aumento da produção *offshore* registrou elevação de 126,5% nesse período, e a produção *onshore*, 15,4% (Figura I.4). A EPE (2015a) prevê um forte aumento da produção nacional de gás de mais 86,7 MMm³/d, entre 2015 e 2024, no qual a produção em mar se elevará mais que o dobro, alcançando 137,8 MMm³/d, e a produção em terra, 57%, até 33,8 MMm³/d.

Figura I.4 – Produção de Gás Natural e Reserva/Produção 2005-2014



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

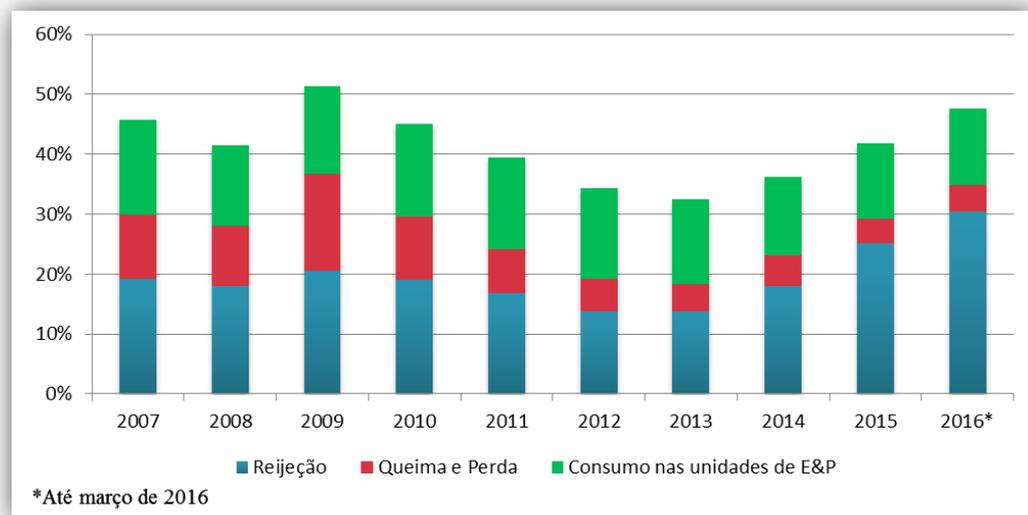
Figura I.5 - Produção Bruta Potencial Nacional de Gás Natural por Ambiente de E&P



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE (2015a)

No entanto, o incremento da produção não implica, necessariamente, em um aumento no mesmo montante na disponibilidade interna de gás natural. Isso porque o perfil predominante das jazidas brasileiras é de gás associado e localizado no mar, o que se apresenta como um limitador da exploração econômica do energético. A produção do gás associado é tratada como um subproduto da indústria de petróleo, assumindo mais o papel de complementar e auxiliar a produção deste do que de suprir o mercado consumidor de gás. Ademais, uma vez que os reservatórios de gás associado não podem ser mantidos fechados à espera de oportunidades técnico-econômicas para seu aproveitamento, o recurso acaba sendo reinjetado, utilizado como combustível para produção de energia na própria unidade de produção, ou queimado. Com isso, em 2015, apenas 58% do volume total de gás natural foi ofertado no mercado nacional, conforme demonstra a Figura I.6. Essa característica da produção brasileira é diferente do que ocorre na maioria dos países produtores de gás, onde as maiores ocorrências são de gás do tipo não associado, que oferece maior confiabilidade na sua extração, já que pressupõe um índice de aproveitamento mais elevado, e maior flexibilidade operacional, possibilitando ajustes do nível de produção de acordo à demanda.

Figura I.6 – Reinjeção, Queima e Perda e Consumo nas Unidades de E&P de Gás Natural (%)



*Até Março de 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Além disso, o gás *offshore* longe da costa necessita de gasodutos de escoamento, ou seja, que realizam a movimentação do gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação. Com o Pré-sal, três novas rotas de escoamento do gás *offshore* foram traçadas, totalizando uma capacidade de 44 milhões de

m³/d. A Rota 1 tem 435 km e permite o escoamento de até 10 de milhões m³/d do campo de Lula para Caraguatatuba, em São Paulo. A Rota 2 tem extensão total de 402 km e capacidade de 16 milhões de m³/d, interligando os campos do cluster de Santos a Cabiúnas. A Rota 3, em construção, prevê a construção de um gasoduto de 280 km para escoar até 16 milhões de m³/d de gás natural advindo do Pré-Sal da Bacia de Santos para as instalações do COMPERJ, em Itaboraí. Todavia, os altos investimentos demandados para a construção dos gasodutos de escoamento e o limite de capacidade representam restrições, no médio prazo, para levar o gás até a costa, etapa indispensável à monetização das reservas do Pré-sal.

O gás *onshore* também enfrenta muitas barreiras, uma vez que a atratividade das reservas depende dos riscos acima do solo ainda muito elevados, como o reduzido tamanho da malha de gasodutos e as dificuldades em acessar os mercados existentes, os estudos preliminares em fase muito inicial e a judicialização referente à exploração não convencional devido à falta de regulamentação definida para o fraturamento hidráulico.

O mercado de gás natural brasileiro também depende fortemente de importações. As importações são provenientes principalmente da Bolívia, mas o GNL vem assumindo papel cada vez mais importante no suprimento. Em 2014, o gás importado totalizou 52% da oferta nacional, passando de uma média diária de 26,8 milhões de m³ em 2005 para 47,7 milhões de m³ em 2014, ao custo médio de US\$ 7,1 bilhões (MME, 2016).

Figura I.7 – Participação das Ofertas Nacional e Importada na Oferta Total de Gás Natural (%)



*Até Março de 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Atualmente, a questão que circunda o GASBOL é o encerramento do contrato de importação entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPBF) em 2019, sob incertezas quanto capacidade da Bolívia de suprir os crescentes compromissos de venda de gás natural, como resultado da nacionalização da sua indústria de petróleo e gás¹³.

A crise política sucedida da nacionalização boliviana também se relaciona com o início das importações de GNL como alternativa de abastecimento, principalmente para o segmento térmico. O GNL é também uma alternativa tecnológica de transporte de gás em regiões onde não existe infraestrutura de gasodutos disponível ou a sua construção não é técnica e/ou economicamente viável, além de permitir oferta flexível e, portanto, mais coerente com o despacho termelétrico brasileiro (PINTO JR *et al.*, 2007, p. 239). O Brasil possui, atualmente, três terminais de regaseificação, Porto de Pecém/CE (7 MMm³/d), Baía de Guanabara/RJ (20 MMm³/dia) e Baía de Todos os Santos/BH (14 MMm³/dia), sob propriedade da Petrobras. Há projetos já licitados para mais três terminais, integrados a termelétricas vencedoras nos Leilões A-5 de 2014 e A-5 de 2015, podendo alcançar a capacidade total de 81 MMm³/d em 2024: Novo Tempo (14MMm³/d) e Rio Grande/RS (14MMm³/d), do grupo Bolognesi, e Porto de Sergipe I/SE (12MMm³/d), do GPE Sergipe.

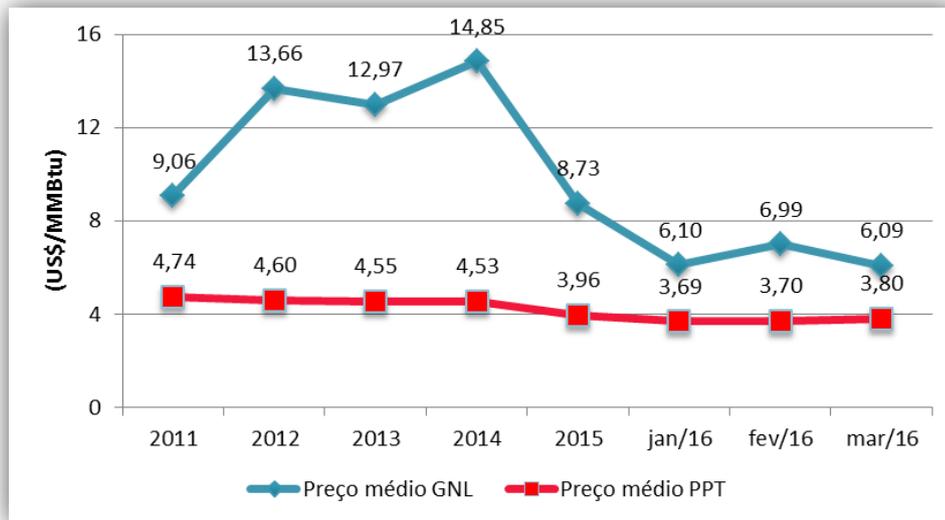
O GNL desponta como solução de maior viabilidade econômica no médio prazo que atende a flexibilidade exigida pelo setor elétrico, o que tende a tornar estrutural a dependência das importações, em detrimento de possível aproveitamento de recursos domésticos, especialmente de gás não associado e em terra (CLARA, 2015a). O crescimento das importações de gás natural também pode afetar a balança comercial brasileira e impor custos altos à indústria e ao setor elétrico, uma vez que o GNL é negociado no mercado *spot*, sob preços muito voláteis¹⁴. Os preços elevados do GNL comprometem também a Petrobras, pois a empresa nem sempre consegue repassar para os consumidores finais todo o custo de

¹³ Em maio de 2005, com a promulgação da nova Lei dos Hidrocarbonetos, foram renegociados todos os contratos de concessão em vigor, nos quais o Estado retomou a propriedade dos recursos e as empresas estrangeiras se tornaram prestadores de serviços. Foi criado também um imposto adicional aos *royalties* no valor de 32% da receita dos campos. No ano seguinte, foi emitido o Decreto Supremo nº 28.701 que reverteu as privatizações ocorridas nos anos 1990, vendendo ao governo 50 por cento mais 1 das ações das empresas do *downstream*. O ambiente de incertezas levou à redução do ritmo de investimentos de forma que as reservas provadas caíram de 850 bmc, em 2001, para 297 bmc, em 2014, e o índice Reserva/Produção se reduziu de 23 anos, em 2009, para 14 anos, em 2014 (CLARA, 2015b).

¹⁴ A volatilidade do mercado internacional de GNL é associada a fatores como: dinâmica da economia mundial (crise financeira/econômica mundial); revolução do gás não convencional; acidente nuclear em Fukushima; e geopolítica do petróleo e do gás natural (Organização dos Países Exportadores de Petróleo, conflito Rússia-Ucrânia, etc.). No curto e médio prazo, é previsto aumento da oferta de GNL com a queda do preço do petróleo (maior a parte dos contratos de GNL é indexada a cestas de óleos) e os projetos de terminais de liquefação na Austrália e nos EUA/Canadá, mas não necessariamente a patamares de custos reduzidos, pois parte importante dessa oferta inicial tem alto custo (E&P, terminais de liquefação e frete).

importação. Este é o caso do GNL direcionado às termelétricas do PPT, que pagaram a média de 4,53 US\$/MMBtu, em 2014, frente ao preço médio de GNL de 14,85 US\$/MMBtu (MME, 2016).

Figura I.8 – Preços médios de GNL Importado e Vendido às Térmicas do PPT (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de AliceWeb e MME

I.2.2 – Condições da Infraestrutura de Transporte

A indústria de gás natural se caracteriza fortemente como uma indústria de rede, na qual ofertas e demandas devem ser conectadas por uma rede física, em geral, uma malha de gasodutos. A transação assim realizada está baseada em tecnologia específica, que requer altos investimentos em ativos que se prestam, exclusivamente, para esta transação e requerem maior grau de contratualização (institucionalidade). Em consequência da importância do segmento de transporte dentro da cadeia de fornecimento de gás natural e de suas particularidades, a extensão da rede de gasodutos guarda uma relação direta com o crescimento do aproveitamento e do consumo de gás natural. Nesse sentido, a criação de um mercado de gás apreciável depende da ampliação da rede de gasodutos.

A expansão dos gasodutos brasileiros se deu, inicialmente, em regiões isoladas que, lentamente, foram sendo interligadas. Hoje, a malha nacional de gasodutos de transporte registra 9.410 km¹⁵. Apesar da extensão atual representar uma ampliação de 310% em relação

¹⁵ Já considera a reclassificação do gasoduto GASDUC I como oleoduto OSDUC IV e a desativação do Gasoduto de Vitória (GASVIT) e de um trecho do Gasoduto Lagoa Parda – Vitória.

à malha de 1999 (2.317 km), a infraestrutura de transporte do Brasil ainda é modesta quando comparada a de outros países. A malha de gasodutos encontra-se concentrada na região Sudeste (3.770 km) e ao longo do litoral nordestino (2.968 km). Nas Regiões Centro-Oeste (984 km) e Sul (885 km), a malha de gasodutos de transporte reúne o GASBOL, o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3) e os dutos dos sistemas isolados Lateral-Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1), destinados a atender, exclusivamente, às usinas térmicas Governador Mário Covas e Uruguaiana, respectivamente. A Região Norte (663 km) conta com um gasoduto, dividido em dois trechos, Urucu – Coari e Coari – Manaus (EPE, 2014).

Figura I.9 - Infraestrutura de Gasodutos de Transporte



Fonte: EPE (2014)

No Brasil, as áreas produtoras de gás natural encontram-se distantes da malha de gasodutos de transporte e dos mercados já desenvolvidos. No caso da produção *offshore*, como visto, a falta de gasodutos de escoamento tem funcionado como uma barreira à utilização do gás natural na costa. Todavia, no caso da produção *onshore*, dados os grandes volumes de gás descobertos, a ausência de gasodutos e de mercado consumidor suficiente faz

com que o consumo no segmento termoelétrico passe a ser a melhor, se não a única alternativa, de monetização das reservas de gás natural, dada a sua demanda suficientemente grande para justificar as escalas mínimas eficientes dos investimentos em ativos de transporte de gás (COLOMER, 2011) (COLOMER, 2013).

A expansão da rede de gasodutos no Brasil depende da elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária (PEMAT), realizado pelo MME, como base em estudos da EPE. O PEMAT visa identificar as alternativas elegíveis para a expansão ou ampliação da malha de gasodutos, *determinando* os projetos que serão objetos de processo licitatório. Nesse sentido, qualquer gasoduto para ser licitado deverá estar contemplado pelo plano, sejam os projetos de iniciativa própria do MME, sejam os sugeridos por terceiros, que deverão ser aprovados e inseridos no PEMAT, em suas revisões anuais.

Para traçar projeções de demanda e oferta, o PEMAT se propõe a identificar as regiões com potencial suficiente de demanda de gás natural, capaz de justificar o interesse dos agentes econômicos na construção ou ampliação de gasodutos de transporte, bem como a viabilidade dos recursos contingentes. Entretanto, os estudos apresentam limitações, pois se encerram sobre as usinas a gás natural em operação e vencedoras de Leilão de Energia Nova (LEN), sem levar em conta os empreendimentos potenciais ainda não leiloados, e lidam com incertezas quanto à entrada em produção dos recursos contingentes, que contam com estudos ainda em fase inicial.

Com base nessa metodologia, a primeira edição do plano, lançada em 2013 (PEMAT 2013-2022), apresentou projeções otimistas, apontando crescimento substancial na oferta e demanda de gás natural para os próximos dez anos. Ainda assim, o plano identificou apenas sete projetos de gasodutos, os quais somam cerca de 4.000 km de extensão e capacidade de transporte total de 32,5 MMm³/dia. Desses, entretanto, apenas um foi considerado viável - o gasoduto Itaboraí-Guapimirim (17 MMm³/dia), proposto pela Petrobras, como parte do sistema de escoamento da Rota 3. Dessa forma, o PEMAT conjecturou apenas a capacidade de oferta da Petrobras, reforçando a posição da empresa monopolista no segmento de transporte, e concluiu que a infraestrutura existente é suficientemente robusta para a demanda e a oferta futuras (EPE, 2014).

O PEMAT frustrou as expectativas do mercado de gás, uma vez que se tornou clara a sua falha em unir demanda e oferta potenciais e, portanto, de realizar de fato a antecipação das necessidades futuras de capacidade de transporte. Os problemas relacionados à elaboração do PEMAT mostram que o “dilema do ovo e da galinha” pode ser um desafio: enquanto não

há demanda nova, não existem projetos elegíveis de gasoduto; por outro lado, sem o gasoduto, não se cria nova demanda (COLOMER, 2014a). Todavia, é razoável afirmar que esses resultados, à primeira vista incongruentes, refletem o posicionamento do setor energético brasileiro, que, ao planejar a inserção do gás concomitantemente à contratação de térmicas movidas a GNL, permite uma expansão limitada da malha de gasodutos. Nesse sentido, a falta de planejamento da malha de transporte contribui, visivelmente, para aumentar os riscos a novos investidores, principalmente em áreas afastadas da malha existente, tornando premente a definição de uma visão clara e objetiva para a expansão dessa infraestrutura, a partir da decisão sobre qual papel o gás natural deve desempenhar na política energética brasileira (COLOMER, 2014b).

I.2.3 – A Petrobras na Cadeia de Suprimento do Gás Natural

Tradicionalmente, a indústria de gás natural desenvolveu-se sob rígidas estruturas de governança, seja com empresas verticalmente integradas, seja à luz de contratos de longo prazo, devido, grosso modo, à existência de monopólios naturais no transporte e na distribuição de gás. Em diversos países, a densidade das redes e o desenvolvimento dos mercados reduziram a eficiência da estrutura verticalizada, originando novo regime regulatório com vistas à desverticalização e à introdução de competição, através da separação das atividades produtivas e da redução das barreiras à entrada de novos agentes, principalmente pelo acesso de terceiros a rede de transportes.

No Brasil, a expansão da indústria de gás natural se estruturou de forma verticalizada, à luz dos planos de investimento da Petrobras, refletindo ora as ações estratégicas da empresa, ora ações deliberadas de política pública. Nos últimos vinte anos, a indústria passou por reformas regulatórias, com introdução da Lei nº 9.478/1997 que realizou a abertura econômica da indústria de gás natural, seguida da Lei nº 11.909/2000 (Lei do Gás), que reforçou a competição no segmento de transporte, buscando maior racionalidade ao planejamento da expansão da malha (ALMEIDA & COLOMER, 2013, p. 260). Todavia, os investimentos da empresa ao longo de toda a cadeia de suprimento se desdobram, até os dias atuais, em um monopólio *de facto* da Petrobras, impondo riscos ao desenvolvimento da indústria (COLOMER, 2014a).

A forte participação da Petrobras na indústria de gás brasileira começa com a construção do GASBOL, para o qual criou a subsidiária Gaspetro, responsável por 51% da

TGB (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil), que construiu a parte brasileira do gasoduto. O envolvimento da empresa se revelou crucial para a execução do projeto, por ser o único agente com capacidade financeira para sustentar os custos da obra e as penalizações comerciais do exercício das cláusulas de *take-or-pay* do contrato de importação. Nessa época, buscando preservar as vantagens econômicas da integração vertical, bem como encontrar solução para escoar o excesso de gás, a Petrobras adquiriu participações na maior parte das empresas estaduais de distribuição e consolidou sua posição dominante na cadeia produtiva do gás natural (PINTO JR *et al.*, 2007, p. 280). Logo em seguida, a Petrobras se inseriu no PPT, com forte apoio do MME, para contornar a crise de suprimento do setor elétrico. A empresa recebeu a responsabilidade de fornecer gás natural para geração elétrica a preços reduzidos e de comprar no longo prazo parte da energia produzida por usinas *merchant*¹⁶, além de participar da construção de termelétricas prioritárias, sozinha ou em parceria com agentes privados, totalizando doze usinas (13 GW).

Apesar do desenvolvimento do mercado de gás natural ocorrido na década de 2000, houve pouca ou nenhuma alteração na estrutura da indústria. A ampliação do sistema de transporte continuou dependente dos investimentos da empresa, com destaque para o Projeto Malhas (2003), que consistiu na ampliação das malhas de gasodutos das regiões Sudeste e Nordeste em cerca de 1.000 km, o Plangás, para escoamento do gás *offshore*, e o Plano de Massificação do Uso do Gás Natural, que objetivava estimular o consumo do insumo na indústria, transporte, cogeração e geração distribuída (COLOMER, 2014a).

Atualmente, a cadeia de suprimento do gás natural no Brasil depende, em grande parte, das atividades da Petrobras. Do ponto de vista da oferta, a Petrobras responde por 92,2% da produção interna. Além disso, a empresa é responsável por todos os três terminais de regaseificação em operação no país e controladora majoritária do GASBOL. O transporte interno de gás natural também depende, em larga escala, da Petrobras - com exceção dos gasodutos Lateral-Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre, toda a malha de gasodutos de transporte em operação no Brasil é controlada pela estatal por meio de suas subsidiárias.

¹⁶ Petrobras assumia o compromisso de realizar pagamentos relativos aos Contratos de Contingentes de Capacidade, remunerando 50% dos investimentos fixos 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 da Macaé Merchant (50%), Eletrobolt (25%) e MPX (50%) pelos próximos 20 anos de vida útil (RECHELO, 2004).

Tabela I.1 – Participação da Petrobras na Cadeia Produtiva de Gás Natural

	Petrobras	Outros
Produção interna de GN	92%	8%
UPGNs	100%	0%
Terminais de Regaseificação	100%	0%
Gasodutos	97%	0%

Fonte: ANP (2015)

A elevada concentração vertical na figura da Petrobras cria distorções no ambiente competitivo da indústria de gás. A fraca separação das atividades de transporte (carregador e operador) restringe o acesso de novos produtores aos gasodutos já existentes, que precisam competir por capacidade de transporte com a própria proprietária dos dutos; assim, mesmo a proximidade da malha de transporte não tem garantido o acesso dos novos investidores aos mercados. Na outra ponta, a falta de restrições à participação cruzada entre transportador e consumidores termelétricos provoca conflitos de interesses no fornecimento de gás natural para o setor elétrico, como será demonstrado adiante (COLOMER, 2010).

A tradicional participação monopolística da Petrobras, entretanto, vem se esgotando com as recentes dificuldades financeiras da empresa. A redução do papel da Petrobras dentro da cadeia produtiva abre espaço para a reestruturação da indústria de gás natural, contudo sem deixar de apresentar riscos de queda do ritmo de investimento e desestruturação da cadeia produtiva, o que levaria ao aumento da dependência do gás importado (ALMEIDA, 2014) (COLOMER, 2015).

I.3 – Os Riscos de Investimento em Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil

O setor elétrico brasileiro encontra-se em um ponto de inflexão crítico face à perda gradativa na capacidade de regularização dos reservatórios. Esta evolução, tal como descrito acima, enseja grandes expectativas quanto à possibilidade de expansão do uso de gás natural na geração elétrica. Apesar disso, a inserção de novas termelétricas a gás no sistema elétrico brasileiro passa por grandes dificuldades, nos últimos anos. A breve apresentação das indústrias de energia elétrica e gás natural realizada nesse capítulo, que aborda as características assumidas por estes setores no Brasil, bem como as distintas expectativas quando o papel que as termelétricas devem desempenhar para cada um, permite destacar alguns fatores relevantes às dificuldades de se viabilizar a geração térmica a gás, no país. Com

isso, salvos alguns períodos de forte inserção da fonte térmica a gás natural na matriz de geração, devido a iniciativas de curto prazo do governo brasileiro, um conjunto grande de térmicas tem enfrentado significativos problemas para viabilizar o empreendimento e/ou foram fechadas temporariamente.

Em 2007, segundo o Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (BIG/ANEEL), existiam 25 usinas termelétricas abastecidas a gás natural em operação no país, perfazendo um total instalado de 11 GW. Neste conjunto, se destacam duas características: a concentração dos empreendimentos nas regiões em que já existem gasodutos em operação, o que favorece o acesso ao suprimento por parte dos operadores; e a grande participação de termelétricas do PPT, com envolvimento da Petrobras¹⁷ em boa parte dessas usinas que, posteriormente, passaram ao controle acionário ou operativo da empresa.

Tabela I.2: Usinas Térmicas a Gás Natural em Operação até 2007

UTE	Empresa	Potência (MW)	Localização
Campos (ex Roberto Silveira)	Furnas (Eletrobras)	114,1	RJ
Camaçari*	Brasken	131	BA
Modular de Campo Grande (ex Willian Arjona)	Tractebel	206	MS
Uruguaiana	AES	639,9	RS
Cuiabá (ex Mário Covas)*	Empresa Produtora de Energia	529,2	MT
Sepé Tiaraju (ex Canoas)	Petrobras	563,4	RS
Termo Norte II	Termo Norte Energia	426,5	RO
Juiz de Fora*	Usina Termelétrica Juiz de Fora	870,4	MG
Aureliano Chaves (ex Ibirité)	Petrobras	226	MG
Termocabo	Termocabo Ltda	970	PE
Araucária*	Copel/Petrobras	484,1	PR
EnergyWorksMogi	EnergyWorks	31	SP
Camaçari	CHESF (Eletrobras)	346,8	BA
Celpav IV	Votorantim Celulose e Papel	138,6	SP
Rômulo Almeida (ex FAFEN)*	FAFEN	138	BA
Fortaleza	Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A	346,6	CE
Celso Furtado (ex TermoBahia)*	TermoBahia S/A	185,8	BA
Norte Fluminense	Usina Termelétrica Norte Fluminense	868,9	RJ
Termopernambuco	Termopernambuco S/A	532,7	PE
Fernando Gasparian (ex Nova Piratininga)*	EMAE/Petrobras	386	SP
Barbosa Lima Sobrinho (ex Eletrobolt)*	Sociedade Fluminense de Energia	385,9	RJ
Termo Ceará*	Termo Ceará Ltda.	220	CE
Gov. Leonel Brizola (ex TermoRio)*	TermoRio Ltda	1058	RJ
Luiz Carlos Prestes (ex Três Lagoas)	Petrobras	358,3	MS
Mário Lago (ex Macaé Merchant)*	Termomacaé Ltda.	922,6	RJ

*Usinas assumidas pela Petrobras.

Fonte: BIG/ANEEL; ANEEL(2009)

¹⁷ A Petrobras não tinha participação nas usinas merchant Eletrobolt, Macaé e Termo Ceará, mas garantia a contribuição de contingência durante cinco anos, suficientes para amortizar todo o investimento. A estatal também detinha Acordos de Encomenda juntos às usinas TermoRio, Ibirité, FAFEN, TermoBahia, Três Lagoas, Canoas, Piratininga e Vale do Açu, nos quais detinha perante o controlador privado as obrigações de entregar o gás natural e custear a interligação ao sistema elétrico, em contrapartida ao direito de comercializar ou utilizar toda a energia gerada pela usina. As garantias contratuais geraram grandes prejuízos à Petrobras, especialmente nos períodos de baixa pluviosidade, após o racionamento, e a decisão de comprar ou arrendar as usinas supracitadas (KIRCHNER, 2005) (RECHELO, 2005).

Do conjunto de térmicas listado acima, as usinas Campos, Camaçari e Termocabo não faziam parte da lista de projetos contemplados pelo PPT. Entre 2000-2004, apenas 6,9 GW previstos pelo programa foram efetivamente incorporados à matriz de geração, devido a atrasos nas obras das usinas. A partir de 2005, sob a nova metodologia de contratação de energia elétrica através de leilões, houve uma expressiva participação de térmicas a gás natural, as chamadas térmicas “botox”, nos primeiros certames de compra e venda de energia, adicionando mais 2,9 GW ao sistema, até final de 2007. Conforme Rego (2012, p.88-91), esse fato se deve ao excesso de oferta de energia, três anos após o racionamento, no qual as termelétricas do PPT efetivamente construídas ficaram sem comercializar energia e operavam estritamente por motivos contratuais, com baixo fator de carga.

No 1º LEN A-5 de 2005, foram contratadas as usinas Barbosa Lima Sobrinho, Termo Ceará, Gov. Leonel Brizola, Luiz Carlos Prestes e Euzébio Rocha, que apenas entrou em operação em 2009, totalizando 2 mil MW de capacidade instalada. A Petrobras detinha participação nas usinas e se consagrou a principal vencedora do leilão¹⁸.

No 3º LEN A-5 de 2006, a usina Mario Lago, também pertencente ao PPT e a Petrobras, foi contratada. Naquele momento, o setor já passava por incertezas quanto ao suprimento e o preço do gás natural, em função da crise na Bolívia, o que provocou uma queda significativa na participação de usinas a gás natural no leilão; ainda assim a estatal foi a principal vencedora do certame. Nesse contexto, a única exceção foi a usina a gás de processo Do Atlântico, da ThyssenKrupp CSA e não pertencente ao PPT, contratada no mesmo leilão.

Após este primeiro momento, a introdução de usinas térmicas a gás nos leilões de energia passou a seguir uma nova lógica, atrelada ao fornecimento do gás natural. Se na década passada se previa importações recordes da Bolívia, a realidade seguinte é que as ofertas de países vizinhos e nacional não foram suficientes para atender à demanda de gás brasileira, desenvolvidas com o PPT e o Plano de Massificação da Petrobras. A escassez de gás natural gerou a necessidade de se recorrer à importação de GNL.

No 5º LEN A-5 de 2007, a usina de Santa Cruz Nova (500 MW) foi a última termelétrica integrante do PPT a ser contratada e a primeira movida a GNL do país¹⁹. O projeto inicial da térmica não vislumbrava esse suprimento - na época do racionamento, as duas turbinas a gás de Santa Cruz foram compradas, emergencialmente, e a planta foi

¹⁸ No balanço final do leilão, a participação do gás natural correspondeu a 42% do total contratado ao preço médio de R\$ 125,34/MWh, contra o 31% de hidrelétricas a R\$ 114,23/MWh, o que demonstra uma preferência pela fonte térmica mais cara (REGO, 2012, p.90-91).

¹⁹ A Resolução do CNPE nº 4 de 2006 declarou emergencial a implementação de Projetos de GNL com o objetivo de assegurar o suprimento flexível de gás natural para o atendimento prioritário das termelétricas.

conectada ao sistema de distribuição da Ceg (RJ), mas faltou combustível para gerar. Apenas em 2011, três anos depois da entrada em operação da usina²⁰, foi firmado entre Furnas, proprietária da planta, e Petrobras o acordo de abastecimento de 2,4 MMm³/dia de GNL, quando for necessário, tendo início em 2012 e validade de quinze anos, mesmo tempo do contrato de venda de energia (TOSTES, 2008).

Em 2008, apenas empreendimentos movidos a GNL resultaram vencedores nos 6º LEN A-3 e 7º LEN A-5, consolidando essa alternativa como solução aos problemas de abastecimento de gás natural. Foram vendidas as usinas Linhares (204 MW), José de Alencar (300 MW), Cacimbaes (126 MW), Escolha (337 MW), MC2 Joinville (330 MW) e MC2 João Neiva (330 MW), todas pertencentes ao grupo Bertin, somando capacidade instalada de 1,6 GW. Entretanto, a companhia não apresentou fôlego financeiro para executar tantos projetos, dos quais apenas a usina Luiz Oscar Rodrigues de Melo (ex Linhares) se encontra em operação.

A usina José de Alencar, que deveria estar em funcionamento desde janeiro de 2011, no Complexo Portuário de Pecém (CE), sofreu sucessivos atrasos no cumprimento do cronograma, gerando pesadas multas ao grupo Bertin²¹. Em 2012, a ANEEL decidiu pela revogação da autorização da termelétrica e pelo cancelamento do registro dos contratos de venda de energia (ABEGÁS, 2012). Em seguida, o grupo entrou com pedido de devolução das usinas Cacimbaes e Escolha, que deveriam entrar em operação em janeiro de 2013, como parte de um processo de redução da sua carteira de investimentos (RIBEIRO, 2012). Já as usinas MC2 João Neiva e MC2 Joinville foram adquiridas pela MPX para compor seu complexo termelétrico em Parnaíba (MA).

Ao mesmo tempo, os problemas de abastecimento relacionados à importação de gás, somados à limitada malha de gasodutos brasileira, também impôs desafios a térmicas já existentes. Esse é o caso da usina Uruguaiana (639 MW), do grupo AES, em operação desde 2000 e, originalmente, abastecida por gás argentino. Em 2008, o governo do país vizinho suspendeu o envio do combustível à usina por conta de desabastecimento do mercado interno, o que implicou na paralisação de suas atividades de operação. Afastada de grandes centros e sem ligação com o GASBOL, Uruguaiana é abastecida, atualmente, a partir de um esquema de transporte complexo e extremamente custoso: a Petrobras realiza a compra GNL no

²⁰ Furnas tentou oferecer a energia de Santa Cruz no 1º LEN A-5 de 2005, mas esbarrou na falta de regras para repasse do preço do gás (TOSTES, 2008).

²¹ Ao todo, o grupo Bertin era dono da concessão de trinta e duas usinas térmica, a maior parte movida a óleo combustível, com obrigação de entrar em operação até o início de 2013, garantindo capacidade instalada de mais de 6 mil MW (GOULART, 2011).

mercado *spot* e o fretamento das cargas até o Terminal de Bahia Blanca, na Argentina, onde passam por processo de regaseificação. Em seguida, o gás é injetado na malha dutoviária argentina e transferido para a malha da distribuidora estadual Sulgás (RS), até a usina (POLITO, 2015). De acordo com o ONS (2015), Uruguiana apresenta custos muito elevados, em torno de R\$ 470,00/MWh, o que faz com que a usina seja acionada apenas em caráter emergencial. Ademais, não são raros os casos de indisponibilidade de gás nos períodos de acionamento da térmica, que duraram, em média, sessenta dias, nos últimos três anos.

Outro caso é o da usina Governador Mário Covas (antiga Cuiabá), inaugurada em 1997 pela Empresa Produtora de Energia (EPE), com capacidade instalada de 530 MW. A usina é abastecida com gás importado da Bolívia, entretanto o descumprimento do fornecimento de 2,2 MMm³/dia levou à paralização da usina, em 2007. Com a impossibilidade de manter alguma oferta de gás natural, devido a distância em relação a malha integrada de gasodutos, foi proposta a continuação da geração térmica a óleo diesel, solução que permaneceu emperrada em razão de cláusulas contratuais e do alto custo desse combustível. Em 2011, Petrobras e YPFB assumiram novas transações para o fornecimento de gás natural, o que permitiu a reativação da termelétrica, tornando a Petrobras sua operadora e, em seguida, arrendatária, tendo o direito de explorar comercialmente a geração de energia²². Atualmente, a usina opera apenas em caráter emergencial, e os contratos de fornecimento de gás firmados entre as empresas são de curto prazo (interruptíveis), o que tem provocado constantes episódios de indisponibilidade do combustível, nos períodos de renegociação (SCHÜFFNER, 2014).

A insuficiência da oferta de gás natural, a parca malha de transporte e a exploração de áreas produtoras distantes no país também estimularam a escolha por projetos termelétricos marginais à malha integrada de gasodutos. Com a chegada do gás natural até Manaus, em 2009, através do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, centrais termelétricas da região amazônica passaram por obras de conversão. As usinas Tambaqui (95 MW), Jaraqui (76 MW) e Manauara (85 MW), nas quais a Petrobras possui participação, iniciaram a operação com gás em 2010, seguidas das usinas Aparecida (152 MW), Cristiano Rocha (85 MW), Ponta Negra

²² Em outubro de 2015, a térmica voltou aos comandos da EPE, após rescisão do contrato de arrendamento com a Petrobras. A solução de arrendamento observada não é inédita, dado que, em 2007, a Petrobras precisou firmar acordos semelhantes com as estatais Emae (SP) e Copel (PR), para alocar, respectivamente, as usinas Nova Piratininga (atual Fernando Gasparian) e Araucária, que enfrentavam dificuldades de operação por falta de gás natural. Naquele ano, termelétricas próprias Petrobras e pertencentes ao PPT, como as usinas Norte Fluminense, Macaé Merchant (atual Mário Lago) e Eletrobolt (atual Barbosa Lima), também apresentaram problemas de falta de gás quando acionadas pelo ONS, deixando de contribuir para a recuperação do nível dos reservatórios da região Sudeste e Centro-Oeste.

(66 MW) e Mauá (110 MW); e encontra-se em construção a usina Mauá 3 (584 MW), vencedora do 20º LEN A-5 de 2014, cuja operação comercial é prevista para 2017 (PETROBRAS, 2010).

Dentro dessa lógica, também vem sendo efetuados projetos térmicos integrados, como é o caso do Complexo Termelétrico Parnaíba, um projeto pioneiro no país que integra produção de gás natural na bacia de Parnaíba, em São José dos Lopes (MA), e geração de energia elétrica em térmicas localizadas na “boca do poço”. O complexo construído pelos grupos MPX e OGX se iniciou com a usina Maranhão III (518 MW), cuja energia vendida a R\$ 101,90/MWh é o menor valor já praticado por uma térmica a gás, desde o início do novo modelo do setor, em 2004. O empreendimento foi contratado no 12º LEN A-3 de 2011 e adquirido do grupo Bertin, que não conseguiu levar adiante a usina MC2 Nova Venécia 2, concebida originalmente para operar no Espírito Santo, a óleo combustível. Posteriormente, a MPX adquiriu o direito das térmicas Maranhão IV (antiga MC2 Joinville) e Maranhão V (antiga MC2 João Neiva), que também não foram a frente sob a administração o grupo Bertin.

Apesar de se destacar como modelo de negócio inovador para a monetização das reservas de gás natural, o Complexo Parnaíba vem enfrentando inúmeros problemas. Em primeiro lugar, os campos de gás apresentaram menor produção que o previsto, e o grupo OGX entrou em bancarrota. Com atrasos das obras, a usina Maranhão III, prevista para início de 2014, ainda não entrou em operação, o que implicou em exposição a altos preços de eletricidade, no mercado de curto prazo, à Eneva (sociedade da OGX e E.ON), que acumulou dívidas e entrou em recuperação judicial. Ademais, as usinas Maranhão IV e V, adquiridas do Bertin, tem inflexibilidade zero, o que impõem maiores desafios ao aproveitamento do gás de Parnaíba, uma vez que a demanda do parque térmico instalado se torna mais variável e o complexo não contempla mercados consumidores alternativos. Por fim, apesar do consumo termoelétrico se mostrar a melhor, se não a única alternativa, de monetização das reservas de gás natural nesses casos, é um fato negativo a proximidade dessas usinas em relação às áreas de produção, atuando como barreira à utilização do gás como instrumento de desenvolvimento econômico e social (COLOMER, 2011) (COLOMER, 2013).

Ainda no 12º LEN A-3 de 2011, a Petrobras habilitou o empreendimento termelétrico a gás natural Baixada Fluminense. Como fornecedora única do combustível, a estatal estabeleceu condições distintas de fornecimento de gás, exigindo nível de inflexibilidade mínimo de 30% às centrais termelétricas que não faziam parte de projeto verticalmente integrado e recorreram à estatal para buscar garantias de fornecimento de gás; em

contrapartida, a sua usina declarou inflexibilidade zero, sendo o único projeto contratado no certame, além da usina Maranhão III, que não carecia de contrato de fornecimento de gás com a Petrobras. Baixada Fluminense foi também a última termelétrica a receber comprovação de lastro de combustível da Petrobras que, desde então, não participa dos leilões de energia, alegando indisponibilidade de gás para assinar novos acordos de fornecimento de acordo com regra vigente, que exige certificação de volume de combustível compatível à operação em plena potência e a todo o período contratual das termelétricas participantes do certame.

Atualmente, empreendimentos a GNL voltaram a figurar como alternativa para garantir a expansão do parque gerador brasileiro, configurando novos modelos de projetos integrados. No 20º LEN A-5 de 2014, duas termelétricas, Novo Tempo (1380 MW) e Rio Grande (1380 MW), saíram vencedoras baseadas em projetos integrados com terminais de regaseificação a serem construídos pelo Grupo Bolognesi, no Porto de Suape (PE), e em Rio Grande (RS). No 21º LEN A-5 de 2015, a termelétrica Porto de Sergipe I (1516 MW) foi vencedora em projeto semelhante, integrado a um terminal de regaseificação a ser construído em Santo Amaro das Brotas (SE), pelo Consórcio GPE Sergipe, constituído por Genpower Participações S.A. e Eletricidade do Brasil S.A.

Mais recentemente, novos projetos integrados, marginais ao poder de mercado da Petrobras, venceram os 22º LEN A-3 e 23º LEN A-5 de 2015. Tratam-se da usina Prosperidade I (28 MW), da Imetame, abastecida por gás natural proveniente dos poços perfurados pela própria empresa na Bahia, e da usina Oeste de Canoas, investimento do consórcio Engepet/Perícia/Panergy, sócio da empresa Oeste de Canoas, que explora campos de gás de mesmo nome na Bacia de Barreirinhas (MA).

Com base no exposto, pode-se dividir em dois momentos a entrada de usinas termelétricas a gás natural no país. No primeiro momento, até 2008, empreendimentos privados, muitos em parceria com a Petrobras (e posterior compra pela estatal), eram estimulados pelo PPT. Foram instalados entre 2000 e 2008, 11 GW através dos estímulos governamentais.

Desde então, a entrada de novos empreendimentos se dá através de uma estrita relação com a oferta do combustível, da qual se destaca o grande poder de mercado da Petrobras. Nessa lógica, a única termelétrica a entrar na malha integrada de transporte de gás natural, monopolizada pela Petrobras, foi a usina Baixada Fluminense, sendo um empreendimento da própria estatal. Conforme afirma Colomer (2010), a estrutura monopolística centrada na figura da Petrobras impõe grande assimetria entre a estatal e agentes termelétricos, bem como

barreiras à entrada de investidores em projetos térmicos concorrentes, dado que estes são dependentes das decisões da estatal, o que causa incertezas quanto a disponibilidade de gás e suas condições de contratação.

Fora da malha integrada de gasodutos, mas ainda dentro do sistema Petrobras, operam as usinas convertidas a gás, na região amazônica, abastecidas pelo gás natural produzido e transportado pela estatal. Já Cuiabá e Uruguaiana apenas operam, atualmente, porque o governo convocou ajuda da Petrobras, frente às dificuldades de suprimento de gás natural importado (mas sem contratos firmes de suprimento, até o momento). A necessidade de intervenção da estatal é um indício das dificuldades de empresas privadas operarem no mercado de gás regional, no país (SCHÜFFNER, 2014).

Já dentre as novas usinas marginais ao poder monopolista da Petrobras, podem ser citadas uma termelétrica situada no litoral brasileiro abastecida por GNL, o Complexo da Bacia do Parnaíba e, mais recentemente, projetos integrados no porto, que despontam como principal alternativa à expansão térmica a gás natural no Brasil, porém ainda não se encontram em operação. Conforme indicado na Tabela I.2, sob a nova metodologia de contratação de energia através de leilões, instaurada há dez anos, a capacidade instalada de térmicas a gás natural se ampliou em apenas 3 GW.

Tabela I.2: Usinas Térmicas a Gás Natural em Operação em Julho de 2016

Evento	UTE	Fonte	Empresa	Data Operação	Potência (MW)	PPT	Localização
	Campos (ex Roberto Silveira)	gás natural	Furnas (Eletrobras)	ago-98*	30		RJ
	Camaçari	gás natural	Brasken (47% Petrobras)	jan-96	131		BA
	Modular de Campo Grande (ex Willian Arjona)	gás natural	Tractebel	dez-99	206	Sim	MS
	Uruguaiana	gás natural	AES	dez-00	639,9	Sim	RS
	Cuiabá (ex Mário Covas)	gás natural	Petrobras	jan-01	529,0	Sim	MT
	Sepé Tiaraju (ex Canoas)	gás natural	Petrobras	mar-01	249,0	Sim	RS
	Termo Norte II	gás natural	50% CS, 50% Termogas	dez-01	427,0	Sim	RO
	Juiz de Fora	gás natural	Petrobras	fev-02	870,4	Sim	MG
	Aureliano Chaves (ex Ibirité)	gás natural	Petrobras	jul-02	226,0	Sim	MG
	Termocabo	gás natural	Termocabo AS	set-02	49,7		PE
	Araucária	gás natural	80% Copel, 20% Petrobras	set-02	484,1	Sim	PR
	EnergyWorksMogi	gás natural	EnergyWorks	abr-03	31,0	Sim	SP
	Camaçari	gás natural	CHESF (Eletrobras)	jun-03	360,0	Sim	BA
	Celpav IV	gás natural	Fibria Celulose	ago-03	139,0	Sim	SP
	Rômulo Almeida (ex FAFEN)	gás natural	Petrobras	out-03	138,0	Sim	BA
	Fortaleza	gás natural	Endesa	dez-03	347,0	Sim	CE
	Celso Furtado (ex TermoBahia)	gás natural	Petrobras	fev-04	186,0	Sim	BA
	Norte Fluminense	gás natural	EDF	mar-04	827,0	Sim	RJ
	Termopernambuco	gás natural	Neoenergia	mai-04	532,7	Sim	PE
	Fernando Gasparian (ex Nova Piratininga)	gás natural	Petrobras	dez-04	386,0	Sim	SP
	Jesus Soares Pereira (ex Vale do Açú) (a)	gás natural	Petrobras	set-08	322,9	Sim	RN
1º LEN	Euzébio Rocha (ex Cubatão) (a)	gás natural	Petrobras	nov-09	250,0	Sim	SP
1º LEN	Barbosa Lima Sobrinho (ex Eletrobolt)	gás natural	Petrobras	out-01	386,0	Sim	RJ
1º LEN	Termo Ceará	gás natural	Petrobras	jul-02	220,0	Sim	CE
1º LEN	Gov. Leonel Brizola (ex TermoRio)	gás natural	Petrobras	nov-04	1058,0	Sim	RJ
1º LEN	Luiz Carlos Prestes (ex Três Lagoas)	gás natural	Petrobras	jan-04	386,0	Sim	MS
3º LEN	Mario Lago (ex Macaé Merchant)	gás natural	Petrobras	dez-01	922,6	Sim	RJ
3º LEN	Do Atlântico	gás processo	ThissenKrupp	jan-11	490,0		RJ
5º LEN	Santa Cruz	GNL	Furnas (Eletrobras)	set-04*	1000,0	Sim	RJ
6º LEN	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (ex Linhares)	GNL	Linhares Geração	dez-10	204,0		ES
7º LEN	Maranhão IV (ex MC Joinville)	gás natural	PGN	fev-13	337,6		MA
7º LEN	Maranhão V (ex MC João Neiva)	gás natural	PGN	mar-13	337,6		MA
12º LEN	Baixada Fluminense	gás natural	Petrobras	mar-14	530,0		RJ
convertido	Jaraqui	gás natural	Breitener	nov-10*	75,4		AM
convertido	Manauara	gás natural	Cia. En. Manauara	nov-10*	85,3		AM
convertido	Tambaqui	gás natural	Breitener	nov-10*	93,0		AM
convertido	Aparecida	gás natural	RAESA	jun-11*	152,0		AM
convertido	Cristiano Rocha	gás natural	AmGT	set-11*	85,0		AM
convertido	Ponta Negra	gás natural	Gera	set-11*	66,0		AM
convertido	Mauá	gás natural	AmGT	set-11*	110,0		AM
12º LEN	Maranhão III	gás natural	PGN		518,8		MA
20º LEN	Mauá 3	gás natural	AME		590,0		AM
20º LEN	Novo Tempo	GNL	Novo Tempo		1238,0		PE
20º LEN	Rio Grande	GNL	UTERG		1238,0		RS
21º LEN	Porto de Sergipe I	GNL	GPE Sergipe		1516,6		SE
22º LEN	Prosperidade I	gás natural	Imetame		28,0		BA
23º LEN	Oeste de Canoas	gás natural	Engepet/Perícia/Panergy		5,5		MA

* A data corresponde ao momento em que as usinas foram convertidas para gás natural.

(a) Usinas contempladas pelo PPT, mas que entraram em operação após o encerramento do programa.

Fonte: BIG/ANEEL

CAPÍTULO II – CUSTOS DE TRANSAÇÃO E A COORDENAÇÃO DE INVESTIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

II.1 - Introdução

A Economia dos Custos de Transação cresceu em relevância na literatura econômica como um dos instrumentos de explicação para a presença de diferentes formas de organização da atividade econômica, contribuindo para proposições de políticas econômicas, principalmente, em setores de infraestrutura e situando-a em um campo alternativo à teoria econômica convencional. O presente capítulo apresenta o arcabouço teórico dessa dissertação, destacando a importância das instituições na organização da economia. Segundo Williamson (1985), firmas, mercados e qualquer relação contratual são importantes instituições que promovem coordenação entre os agentes e definem o modo de organização das atividades na economia.

O capítulo se inicia com uma apresentação da Abordagem dos Mercados, que defende a aplicação da análise convencional dos mercados ao problema do desenvolvimento. Veremos, no entanto, que em situações em que os mercados não se comportam de forma ideal, o argumento a favor de um sistema econômico organizado exclusivamente com base nos mercados mostra-se extremamente frágil.

Em seguida, o capítulo apresenta a Economia dos Custos de Transação e os seus elementos que possibilitam a análise da funcionalidade das diferentes estruturas de governança em termos da coordenação das atividades econômicas. Segundo a teoria, os custos de transação variam em função das características das transações, e a diversidade das transações explica a variedade dos arranjos contratuais e, de forma mais abrangente, as formas organizacionais. O desenvolvimento de certas estruturas de governança direcionadas para a coordenação de transações específicas resulta dos esforços dos agentes envolvidos para a diminuição dos custos a estas associados.

Na terceira seção, são apresentadas as principais características das indústrias de rede, seguidas das singularidades técnico-econômicas da indústria de energia elétrica brasileira. Por último, o capítulo apresenta como a passagem de um modelo de integração vertical para um modelo liberalizado, no setor elétrico brasileiro, exigiu o desenvolvimento de novos mecanismos regulatórios capazes de organizar as transações de venda e compra de energia elétrica, destacando a importância dos contratos de longo prazo na coordenação de investimentos em ativos de geração termelétrica a gás natural.

II.2 - Abordagem dos Mercados, Motivações para Intervenção e Críticas

A análise econômica convencional se baseia na premissa de que o mercado é a única via para a promoção do bem estar e do desenvolvimento da sociedade. Segundo essa corrente do desenvolvimento econômico, reconhecida como Abordagem dos Mercados²³, o mercado livre e de competição perfeita sinaliza, por meio de preços, as decisões mais adequadas às necessidades da sociedade, se mostrando bem sucedido na organização da atividade econômica de maneira a promover resultados desejáveis, sem a necessidade de intervenção governamental (FIANI, 2011, pos. 584-666).

A análise da alocação de recursos da Abordagem dos Mercados tem como fundamento teórico a Teoria do Equilíbrio Geral²⁴, que analisa as propriedades ideais de um sistema econômico organizado por meio de mercados. Primeiramente, a teoria apresenta o *homo economicus* como elemento de análise e vislumbra seus pressupostos comportamentais como definições indispensáveis à construção de uma teoria de equilíbrio na economia. Assim, de acordo com o Individualismo Metodológico, enquanto critério normativo de cientificidade, as explicações dos fenômenos econômicos partem da avaliação da psicologia econômica dos seres humanos, o que implica num esforço de redução dos níveis agregados ao nível individual de explicação (HOFFMAN & PELAEZ, 2008, p.1-8). O comportamento do indivíduo neoclássico é caracterizado como extremamente reducionista e atomístico, ao tomar como ponto de partida o indivíduo (ou firma, enquanto unidades isomorfas de análise) isolado e norteado por uma racionalidade maximizadora de utilidade (PINDYCK & RUBINFELD, 1999, p. 267); contudo, é a efetivação de tais ações individuais independentes e egoístas que conduz, não intencionalmente, a uma ordem social (PRADO, 1994, p. 12).

Para que os mercados sejam considerados competitivos, é necessário supor que todos os agentes possuem um conhecimento claro e completo das suas próprias preferências e das condições de mercado, presentes e futuras. Tal hipótese, chamada de perfeita informação, adota que os agentes econômicos são conhecedores em última instância de todas as ocasiões

²³ No início dos anos 1980, a ascensão de governos conservadores impulsionou nos meios acadêmicos a Abordagem dos Mercados, uma corrente de pensamento dentro do debate a acerca do desenvolvimento que defende a superioridades dos mercados na promoção do desenvolvimento em relação a qualquer outra forma de se organizar o sistema econômico, em qualquer situação (FIANI, 2011, pos. 584).

²⁴ A Teoria do Equilíbrio Geral fornece base teórica para o desenvolvimento da análise econômica convencional, descrevendo a eficiência e a estabilidade do mecanismo de mercado no funcionamento do sistema econômico, entretanto não foi formulada, originalmente, para estudar questões de desenvolvimento econômico (FIANI, 2001, pos.733).

de ganho que a economia oferece e tomam decisões de modo a não desperdiçar tais oportunidades (MELO, 2002, p.4).

É preciso supor também que os produtos transacionados no mercado competitivo são sempre homogêneos, ou seja, que os produtos oferecidos pelas empresas concorrentes são substitutos perfeitos entre si. Com isso, os agentes maximizadores de utilidade tomam decisões guiados, unicamente, pelo mecanismo de preços dos bens e serviços que atendem as suas necessidades (FIANI, 2011, pos.810).

O sistema econômico organizado por intermédio de mercados perfeitamente competitivos também prevê a existência de um grande número de agentes sujeitos às disciplinas do mercado, isto é, tanto consumidores quanto empresas consideram os preços de mercado como dados. Nesse sentido, nenhum agente concentra poder de mercado, ou seja, não consegue, individualmente, manipular os preços, uma vez que são pequenos frente ao volume de transações, nem impor barreiras à entrada de novos agentes (MELO, 2002, p. 5).

A estrutura de competição perfeita pressupõe também a livre mobilidade dos recursos na economia. Assim, dado o livre funcionamento dos mercados e a hipótese de que os agentes conhecem todas as oportunidades lucrativas, não haverá entraves ou custos aos fluxos de fatores na economia, e os recursos podem deixar mercados com oferta excessiva para outros com escassez de produção (FIANI, 2011, pos. 784).

Segundo a análise econômica convencional, mediante a existência de todas essas condições, o livre funcionamento dos mercados leva, espontaneamente, as decisões individuais para a melhor alocação possível dos recursos escassos na economia. Dessa forma, a tomada de decisões descentralizada e movida pelo interesse particular de milhões de empresas e indivíduos é coordenada via preços, que determinam quem produz cada bem ou serviço e o quanto será produzido, resultando, no longo prazo, em equilíbrio entre de todos os mercados que compõe a economia, simultaneamente²⁵. Williamson (1985; 1991) chama essa coordenação de adaptação autônoma, que significa que os agentes procuram se acomodar a alterações no ambiente, tais como mudanças nos preços, de forma individual, sujeitos apenas a uma restrição orçamentária. Qualquer alteração destas hipóteses produz desequilíbrios entre oferta e demanda, cuja correção é realizada pelas próprias forças do mercado, fazendo com que as quantidades voltem a se ajustar aos preços.

²⁵ O equilíbrio geral significa que a produção de cada bem ou serviço na economia seria determinada pelo valor que as pessoas lhe atribuem, dados os custos de produção para a sociedade, resultando em preços específicos para cada mercado e numa distribuição ótima de recursos entre as diferentes atividades na economia, otimizando a utilidade dos agentes econômicos e o bem-estar social (FIANI, 2001, pos.733).

Embora os mercados sejam, geralmente, uma boa maneira de organizar a atividade econômica, essa regra está sujeita a algumas exceções importantes, conhecidas como falhas de mercado. Dessa forma, a abordagem dos mercados apresenta a limitação de não possuir suporte teórico minimamente sólido para lidar com situações nas quais a violação de determinadas condições compromete o funcionamento e a estabilidade de sua principal ferramenta, os mercados competitivos (FIANI, 2011, pos.998). Nessas ocasiões, enumeradas em seguida, as adaptações autônomas parecem não ser suficientes para promover os ajustes necessários à eficiência de uma economia baseada exclusivamente em mercados, e a intervenção do Estado pode ser justificada, como facilitador e/ou regulador da atividade em questão.

A. Poder de mercado

A análise econômica convencional indica que o mercado perfeitamente competitivo fornece o maior nível de bem estar possível, comparado a qualquer outra forma de organização da atividade econômica. Entretanto, segundo Fiani (2001, pos.1061), o próprio funcionamento do mercado, com a expansão da oferta de grandes empresas sujeitas a significativos retornos crescentes de escala, pode afastar as condições de concorrência perfeita.

Os retornos crescentes de escala, também conhecidos como economias de escala, significam que, ao aumentarmos a quantidade dos recursos de produção em uma dada proporção, a quantidade de bem ou serviço obtida aumenta em uma proporção maior, ou seja, o custo por unidade produzida (custo médio) se reduz com o aumento da escala de produção. Com isso, é razoável supor a existência de poder de mercado, caracterizado pela capacidade de uma empresa influenciar preços, violando a condição de concorrência perfeita dos mercados, a partir da redução da produção do seu bem ou serviço e estabelecimento de um preço acima do preço que vigoraria, caso o mercado fosse perfeitamente competitivo.

A hipótese de poder de mercado também viola outros fatores previstos na teoria econômica clássica. O poder de mercado ocorre quando os produtos ofertados no mercado não são homogêneos, ou seja, quando não estão acessíveis aos consumidores substitutos próximos ao produto em questão. O poder de mercado também conta com a existência de barreiras à livre entrada e saída das empresas no mercado, que podem ser de natureza estrutural (decorrentes das características tecnológicas, econômicas ou legais dos mercados), ou estratégica (devido à ação deliberada da empresa monopolista) (VISCUSI *et al*, 1995).

Ademais, existem situações em que os mercados não oferecem, necessariamente, uma solução superior de eficiência alocativa. Esse é o caso do monopólio natural, caracterizado quando a produção limitada a uma única empresa é menos custosa do que a produção sob a estrutura de concorrência. O monopólio natural ocorre na presença de significativas economias de escala, geralmente, combinadas a investimentos em bens específicos de custos fixos elevados e de longo prazo de maturação. Há uma série de situações típicas de monopólios naturais, como nos casos de expansão dos serviços públicos de infraestrutura, comum nos setores de transporte, telecomunicações, gasodutos, transmissão de energia elétrica, entre outros.

Na circunstância de monopólio natural, existe um conflito entre eficiência produtiva e eficiência alocativa. A eficiência produtiva é garantida pela ação de uma única empresa, que já está no mercado (*first move*) e possui custos menores do que as empresas entrantes. Por exemplo, dado os altos custos fixos dos empreendimentos de infraestrutura, supõe-se que a duplicação de uma linha de transmissão de energia elétrica tenha custos menores do que a construção de uma nova linha. Já a eficiência alocativa é afetada pela existência de monopólio e a inclinação da empresa monopolista em praticar preços acima dos custos. Dessa forma, a caracterização de uma indústria como monopólio natural é o principal argumento econômico para a regulação, a fim de que o governo garanta que o monopolista não utilize seu poder de mercado para gerar lucros excessivos, ou restringir quantidade e qualidade (BRAEUTIGAM, 1989). Nesse capítulo, será apresentado que a indústria elétrica, tradicionalmente, possui trajetória de evolução sob a configuração de monopólio natural, para aproveitamento contínuo das economias de escala e de escopo nos segmentos de geração e de transporte.

B. Externalidades

As externalidades são ações que possuem impacto econômico sem envolverem transações de mercados, ou seja, ocorrem quando as ações de um agente econômico influenciam o bem-estar de outros agentes fora do mecanismo de mercado. As externalidades podem ter efeitos positivos ou negativos, isto é, podem representar um custo para a sociedade, ou podem gerar benefícios à mesma (FIANI, 2011, pos.1171).

As externalidades negativas ocorrem quando as ações de um indivíduo ou empresa geram custos para outros agentes, sem que o primeiro seja cobrado por isso. Já as externalidades positivas ocorrem no caso em que um agente gera benefícios para terceiros, sem que aqueles afetados paguem por isso. Dessa forma, o preço do bem ofertado pode não

representar o verdadeiro valor que ele teria, dado que não incorpora todos os custos ou todas as receitas possíveis. Assim, é necessária a criação de políticas públicas para estimular a instalação de atividades que constituam externalidades positivas e para impedir aquelas que geram externalidades negativas, ou obrigar aos geradores de externalidades negativas que as internalizem, isto é, arquem com os custos das mesmas (FIANI, 2011, pos.1184).

Como exemplo de externalidade positivas e negativas, pode-se citar o sistema elétrico, uma vez que as ações de um agente afetam todos que estão interligados à rede. No caso do setor elétrico brasileiro os reservatórios hídricos são fonte de significativa externalidade positiva, uma vez que os efeitos benéficos da regularização não são facilmente apropriáveis. A geração de energia, por sua vez, é fonte potencial de externalidades negativas, decorrentes de impactos ambientais (D'ARAÚJO, 2007).

C. Bens públicos

Os bens públicos são caracterizados pela não exclusividade (nenhum agente pode ser excluído do uso do bem e, sendo assim, o usufruto é universal) e pela não rivalidade (o seu consumo por parte de um indivíduo não reduz a quantidade disponível para consumo de outro indivíduo). Dessa forma, o custo zero do consumo do bem público por qualquer pessoa, uma vez ofertado, implica no problema do *free rider*, ou carona. *Free rider* são aqueles que pegam carona no investimento de outros agentes, auferindo benefícios em proporção maior do que sua participação relativa nos custos. Dessa forma, os bens públicos não geram incentivos para que os consumidores paguem pela sua oferta, na esperança de que outros o farão (VISCUSI, 1995).

O problema dos bens públicos decorre da incapacidade de apropriação dos retornos dos benefícios por parte dos agentes privados, o que torna o investimento nesse tipo de bem pouco atraente. Dessa forma, a provisão de bens públicos tende a ser insatisfatória ou realizada através do Estado (BALDWIN *et al*, 2012).

A qualidade do serviço ancilares, responsáveis por preservar a estabilidade e a confiabilidade da rede no curto prazo, deve ser compreendida como um bem público, uma vez que apresenta consumo não excludente e não rival, permitindo a ação de caronas. Consequentemente, os mecanismos de mercado não são capazes de garantir a provisão ótima, e há necessidade de regulação (LOSEKANN, 2003).

D. Informação assimétrica

Informação assimétrica é um fenômeno que ocorre quando dois ou mais agentes econômicos estabelecem entre si uma transação econômica na qual uma das partes envolvidas detem informações qualitativa ou quantitativamente superiores. A existência de informação assimétrica impede o funcionamento perfeitamente concorrencial do mercado e faz com que os agentes econômicos não aloquem seus recursos da maneira mais eficiente possível. Isso ocorre devido à incerteza em relação ao comportamento das partes envolvidas e, assim, sobre o retorno esperado da transação, o que pode levar à desistência da troca. Vale notar, contudo, que essa falha na alocação eficiente dos recursos não deve ser considerada uma falha no uso racional de recursos. A intervenção governamental pode ajudar a manter as informações mais acessíveis e acuradas, protegendo o consumidor (BALDWIN *et al*, 2012).

Os dois modelos clássicos de assimetria de informação referem-se à seleção adversa (*adverse selection*) e ao risco moral (*moral hazard*). A seleção adversa ocorre antes da transação e leva à necessidade de criar salvaguardas no momento da elaboração dos contratos. Já o risco moral ocorre durante a transação, quando há problemas na execução do contrato já firmado, gerando a necessidade de monitoramento da transação.

II.3 - Análise pela Ótica da Nova Economia Institucional

Conforme visto na seção anterior, o papel exercido pelas instituições no sistema econômico não é objeto de análise da teoria econômica clássica que, num ambiente de neutralidade institucional, se baseia nos pressupostos de que as decisões dos indivíduos são fundamentadas na perfeita informação e de que o sistema de preços é o único mecanismo capaz de conduzir a uma situação de equilíbrio. As instituições, simplesmente consideradas como dadas, não são compreendidas como exigências essenciais à criação e à eficiência desses mercados (NORTH, 1990, p. 5).

Entretanto, a emergência de uma nova ótica econômica, conhecida como Nova Economia Institucional (NEI), defende que as interações econômicas se desenvolvem no bojo de formas institucionais específicas e variáveis no tempo e no espaço, que podem afetar o funcionamento do sistema produtivo e suas trajetórias de evolução. Consequentemente, requer-se que a análise econômica identifique os tipos de instituições vigentes e suas propriedades (HODGSON, 1998, p. 169). A Economia dos Custos de Transação (ECT) consiste em um dos núcleos formadores da NEI, cuja perspectiva confere ênfase aos aspectos

organizacionais das várias formas de estruturação do processo produtivo a partir da análise do ambiente institucional e das características das transações (KLEIN, 2010).

As abordagens teóricas dos custos de transação tem sua origem na publicação do artigo de Ronald Coase intitulado *The Nature of the Firm*, em 1937. No artigo, o autor procura explicar a emergência e a expansão das firmas a partir dos custos de utilização do sistema de preços - chamados de custos de transação. Em outras palavras, as empresas surgem nas ocasiões em que a produção não pode ser levada a cabo por uma série de agentes, uma vez que os custos de utilização do mercado são significativos entre as etapas que a divisão das tarefas de produção permite, levando à alocação vertical dos fatores de produção no interior das firmas²⁶. Nesse sentido, os custos de transação são definidos como os custos de se recorrer aos mercados, derivados da necessidade de reunir informações, negociar e confeccionar contratos para cada transação (FIANI, 2002, p. 267).

Os limites da firma seriam determinados através da tomada de decisão dos empresários acerca da direção dos recursos, definida pelos seus rendimentos decrescentes. Chega-se então à proposição de que as firmas crescerão até o ponto onde a internalização de uma transação provoca um incremento dos custos equivalente àquele correspondente à efetivação da mesma pelo mercado²⁷. As formas de organização das atividades econômicas são definidas, portanto, em variáveis de custo, ou seja, os agentes escolhem entre mercado e firma, a partir da avaliação de suas eficiências relativas, decisão conhecida como “fazer ou comprar” (*make or buy*) (PONDÉ, 1993, p. 21-25). Em suma, Coase deu início ao estudo das condições sob as quais os custos de transação passam a ser elemento importante nas decisões dos agentes econômicos, contribuindo para determinar a coordenação das atividades econômicas (FIANI, 2002, p.268).

II.3.1. Definição de Custos de Transação

Na década de 1970, a ECT apresentou avanços importantes, com a operacionalização do conceito de custos de transação e a proposta de análise institucional comparada, avanços

²⁶ O ponto que afasta decisivamente os novos institucionalistas da teoria neoclássica é o reconhecimento da firma como alternativa econômica ao mercado, no qual esta deixa de ser guiada por uma função de produção que obedece a um princípio maximizador (DE OLIVEIRA, 1998, p.97).

²⁷ Coase se articula em torno da economia tradicional, na qual são ausentes as falhas de mercado e os agentes são maximizadores de utilidade, em um ambiente estático. Porém, ainda que aceitando a validade desse instrumental, Pondé (1993, p. 24) aponta como fragilidade da construção teórica de Coase a ausência de razões pelas quais os custos de transação são maiores em somente algumas situações.

metodológicos realizados, principalmente, por Oliver Williamson²⁸. Segundo Williamson (1985, p. 1), compreender os custos de transação requer, primeiramente, observar a transação, tida como o principal elemento de análise da ECT. O autor, então, define transação como "o evento que ocorre quando um bem ou serviço é transferido através de uma interface tecnologicamente separável", e se desenvolve no tempo, na forma de compromissos intertemporais estabelecidos através de contratos. Assim, o conceito de custos de transação é expresso em termos de custos de realizar contratos na economia para cada transação (WILLIAMSON, 1985, p. 20).

A ECT passa a apresentar o problema da organização econômica como um problema contratual²⁹. A função de produção tradicional é adaptada para além dos custos de transformação dos insumos em bens e serviços, incluindo também os custos de transação, que surgem na medida em que a conduta independente dos agentes resulta em idiosincrasias nas maneiras como organizam e coordenam as atividades econômicas. Em outras palavras, as decisões de investimento dos agentes são tomadas não apenas considerando os custos de produção, mas também os custos de transacionar com outros participantes de um determinado processo produtivo. Os custos de transação, assim, seriam os dispêndios de recursos econômicos para planejar, adaptar e monitorar as interações entre os agentes, ou seja, os custos de estabelecimento dos contratos, que podem se referir a acordos jurídicos ou tácitos, na forma de compromissos intertemporais (BENHAN & BENHAN, 2010).

Segundo Williamson (1985, p. 388), há dois tipos de custos de transação: os custos de transação *ex ante* se referem aos custos de negociar e fixar salvaguardas aos contratos, necessárias quanto mais difícil for o estabelecimento de pré-condições para a realização das transações. Já os custos de transação *ex post* são os custos de monitoramento, renegociação e adaptação do contrato a circunstâncias não preestabelecidas ou preditas³⁰.

²⁸ A principal contribuição de Williamson foi desvincular-se da necessidade, implícita em Coase, de comparar diretamente os custos de transação entre estruturas de governança alternativas, analisando a relação entre as estruturas de governança e as características das transações.

²⁹ Pondé (1993, p. 15-6) destaca que a ruptura de Williamson em relação a Coase está no enfoque contratual da organização da produção, destacando a função dos mecanismos de adaptação a eventos não antecipáveis.

³⁰ Segundo Williamson (1985, p. 21), os custos *ex post* apresentam quatro formas: custos de má adaptação, derivados de eventos não planejados que afetam as transações; custos de realinhamento, incorridos quando da realização de esforços para renegociar as transações, cujas características foram alteradas ao longo da relação; custos de montar e manter estruturas de gestão que gerenciem disputas eventuais; e custos para efetuar comprometimentos, criando garantias contra oportunismo.

II.3.2. Pressupostos Comportamentais e Características das Transações

Um grande avanço promovido por Oliver Williamson na ECT foi definir os custos de transação em termos de variáveis passíveis de mensuração, abordando de forma mais realista questões ligadas às falhas de mercado. Para o autor, os determinantes dos custos de transação são racionalidade limitada, oportunismo, complexidade, incerteza e especificidade dos ativos (WILLIAMSON, 1991, p. 18-21). Estas características, embora hipotéticas e suficientemente redutoras, são bem fundamentadas na realidade econômica e permitem identificar se os custos de transação serão significativos em uma determinada transação.

O ponto de partida na análise dos custos de transação é o reconhecimento de que o comportamento humano, ainda que racional, enfrenta limitações (WILLIAMSON, 1975, p. 4-5) (WILLIAMSON, 1985, p. 21). Em contraposição à teoria econômica convencional, que supõe que os indivíduos possuem racionalidade substantiva, a hipótese de racionalidade limitada defende que o comportamento humano enfrenta limitações cognitivas (a mente humana não consegue guardar e processar todas as informações) e de linguagem (inaptidão de articular e transmitir os conhecimentos através dos mecanismos usuais de comunicação). Isso significa que, embora racionais, os agentes não são oniscientes e não podem antecipar eventos futuros ou prever medidas corretivas, tendo limitações que os impedem, frequentemente, de tomar a melhor decisão possível (FIANI, 2011, pos.2217).

A importância analítica do conceito de racionalidade limitada só se justifica com a presença de incerteza³¹. Ao contrário dos ambientes simples, onde as restrições de racionalidade dos agentes não são atingidas, em contextos previamente desconhecidos, os agentes são incapazes de processar e acumular todas as informações disponíveis, ou definir as probabilidades dos diferentes estados da natureza, o que os impede de especificar, antecipadamente, o que deve ser feito a cada circunstância. Outro elemento importante é a complexidade do ambiente, caracterizada pelo grande número de variáveis que impactam a decisão dos agentes, dificultando a compatibilização das condutas futuras dos agentes e, portanto, a garantia de alinhamento dos compromissos contratuais. Assim, seja devido à complexidade e/ou à incerteza, os contratos não são totalmente abrangentes, pois não são

³¹ Williamson (1985) descreve três tipos de incerteza: incerteza primária, quando não existe a possibilidade de prever um evento, por exemplo, um fenômeno natural; secundária, quando um agente não tem como descobrir as escolhas e os planos da outra parte; e comportamental, quando ocorre a adoção de comportamentos oportunistas pelos agentes existe em determinado contrato.

capazes de antecipar todas as circunstâncias e cenários, sendo classificados como incompletos (FIANI, 2002, p.271).

O oportunismo está associado à manipulação da assimetria de informação, isto é, a transmissão de informação seletiva e distorcida e promessas auto desacreditadas sobre o comportamento futuro, visando à apropriação de fluxos de lucros que alterem a configuração inicial do contrato (WILLIAMSON, 1985, p.47). A seleção adversa (oportunismo *ex ante*) e o risco moral (oportunismo *ex post*) são as duas formas de oportunismo presentes na literatura (FIANI, 2001, pos.2272). Uma forma de se proteger do comportamento oportunista é desenvolver arranjos contratuais que detalham as possíveis situações futuras; entretanto, racionalidade limitada, complexidade e incerteza tornam os contratos incompletos e, portanto, limitados para a regulação das relações (WILLIAMSON, 1985).

Por fim, os ativos específicos são os bens que perdem parcela considerável de seu valor quando utilizados para outros fins que não aquele para o qual foram projetados. Portanto, quanto mais reduzida a variedade de aplicações de um determinado ativo, maior o seu grau de especificidade. A especificidade dos ativos gera forte interdependência entre os agentes, que passam a se relacionar de uma forma exclusiva. Entretanto, tal dependência pode dar origem ao problema do refém (*hold up problem*), que ocorre quando a parte que realizou o investimento no ativo específico torna-se refém de comportamentos oportunistas *ex post* da outra parte que visa se apropriar da quase renda³². A relevância econômica de ativos específicos é que eles criam o potencial para comportamentos oportunistas, uma vez que os contratos estabelecidos entre os agentes são incapazes de cobrirem todos os futuros estados da natureza (KLEIN, 2010). Assim, o emprego de ativos específicos gera custos de transação significativos ao reduzir a competição e ampliar os riscos de comportamento oportunista e, portanto, assegurar a continuidade desse tipo de transação é condição indispensável para estimular a decisão de investimento (FIANI, 2002, p.272). Esse não é um problema facilmente solucionável dado que existem poucos agentes habilitados para a transação (AZEVEDO, 1996, p.146).

O grau de especificidade do ativo transacionado é uma determinante chave dos custos de transação. Williamson (1985, p.55-100) apresenta quatro fontes de especificidade de ativos. A especificidade locacional está relacionada à condição de imobilidade do ativo, ou

³² A quase renda consiste na diferença entre os retornos da utilização do ativo na atividade específica para o qual foi investido e a segunda melhor opção para aplicação do mesmo, sendo, assim, uma medida de custo de oportunidade, que será tão maior quanto maiores os custos de saída de determinada atividade econômica (MILGROM E ROBERTS, 1992, p.307).

seja, aos altos custos de construção e de deslocamento do ativo, fazendo com que, uma vez instalado, seja impossível o seu deslocamento. A especificidade física se deve a algum atributo físico (composição, design, etc.) que diferencia substancialmente o ativo dos demais. A especificidade de ativos dedicados se refere à realização de investimento vinculado a uma promessa de demanda específica futura que, senão realizada, levará a ociosidade do ativo, devido à falta de utilização alternativa. A especificidade dos ativos humanos é originada no aprendizado produtivo (*learning by doing*) desenvolvido para atender determinada transação e que não pode ser codificado e transmitido adequadamente e de imediato³³.

Além da especificidade de ativos, a frequência das transações também deve ser analisada. As transações que envolvem ativos específicos, geralmente, ocorrem em pequenos números (baixa frequência), dado que apenas uma quantidade limitada de agentes está habilitada a participar (FIANI, 2002, p. 271).

Em suma, dada as falhas de mercado geradas pela incerteza com respeito ao futuro, assimetria de informação, comportamento oportunista, contratos incompletos e toda uma série de elementos que afastam o sistema econômico de seu funcionamento ideal, existem custos significativos para a efetivação das transações. Em resposta às necessidades de coordenação das transações que apresentam custos de transação, as firmas podem assumir formas institucionais diferentes (WILLIAMSON, 1985, p.6). Portanto, se torna de extrema relevância para a análise econômica compreender o funcionamento do aparato institucional que provê sustentação às relações econômicas.

II.3.3 – Estruturas de Governança

Para Commons (*apud* WILLIAMSON, 1991, p. 19), a principal contribuição da NEI é a explicação da importância da ação coletiva, dado que a cooperação exigida para se lograr eficiência surge não de uma pressuposta harmonia de interesses, mas da invenção de instituições que colocariam ordem nas relações idiossincráticas. As instituições são definidas como as regras do jogo, formais informais (sanções, tabus, costumes, tradições e códigos de conduta) e informais (constituições, leis, direitos de propriedade), que estruturam a interação social, econômica e política entre os agentes (NORTH, 1990, p. 97). O exercício desse papel pode reduzir o custo das interações entre os agentes, constituindo um elemento relevante à eficiência econômica e ao desenvolvimento. A NEI aborda as instituições em dois níveis

³³ Para a discussão das fontes de especificidade de ativos ver Williamson (1985).

distintos: o ambiente institucional, que estabelece as regras gerais para as interações entre os seres humanos, e os arranjos institucionais, ou estruturas de governança, que governam a forma pela qual unidades específicas interagem, podendo assumir diferentes formas (FIANI, 2001, pos.298) (KLEIN, 2010).

Segundo a abordagem de Williamson (1991), as transações econômicas podem ocorrer em estruturas de governança variadas com diferentes níveis de eficiência relativa. Nesse sentido, é necessária a comparação dos arranjos institucionais alternativos e seus mecanismos de coordenação, para cada transação. Não há, a priori, uma forma de coordenação superior às demais, uma vez que as eficiências relativas apoiam-se na adequação das estruturas às características da transação, promovendo de formas distintas as adaptações cooperativas entre os agentes, em um ambiente sujeito a distúrbios.

As estruturas de governança se diferenciam por sua capacidade de promover adaptações cooperativas e organizar um conjunto particular de atividades em um sistema econômico. Williamson (1991, p. 163-164) identifica três tipos de estruturas de governança - mercado, trilateral e hierarquia - reunindo duas formas de adaptação - *tipo A* (autônoma) e *tipo C* (cooperativa). O balanço destas forças determina diferentes estruturas de coordenação, que vão do mercado, onde só é necessária a adaptação do tipo A, à firma (hierarquia), onde se necessita apenas adaptação do *tipo C*. Diante disso, foi possível incorporar diversas formas intermediárias (híbridas) para coordenar as transações econômicas, superando a dicotomia do problema de *make-or-buy* e possibilitando o estudo de várias estruturas contratuais presentes na economia capitalista. Desta forma, o conceito de custos de transação não se restringe ao mercado e passa a abranger qualquer estrutura de coordenação, onde tais custos estarão presentes em menor ou maior grau, de acordo com as características da transação.

A governança de mercado é caracterizada por fortes incentivos à eficiência e pela adaptação autônoma. As transações, tipicamente não específicas e de frequência reduzida, não necessitam de esforços para a continuidade da relação, nem estruturas de controle particulares, sendo os conflitos entre as partes resolvidos por tribunais ordinários. Não há dependência entre os agentes, que podem ser substituídos a qualquer tempo (FIANI, 2011, pos.2617).

A governança trilateral corresponde às estruturas de governança intermediárias entre o mercado e a integração vertical, conhecidas como híbridas. Nessas transações, os agentes combinam autonomia decisória e adaptação conjunta às situações futuras. As transações são caracterizadas pela presença de ativos específicos e dependência entre as partes, sendo

necessária a manutenção das transações a partir de compromissos intertemporais e de mecanismos de controle e de resolução de conflitos, especificados nos contratos, a fim de evitar comportamentos oportunistas. Alguns exemplos dessa estrutura de governança são: joint-ventures, contratos de longo prazo, concessões de serviços públicos com agências reguladoras, parcerias público-privadas, franquias, entre outras (FIANI, 2011, pos.2619) (MÉNARD, 2010).

A governança hierárquica é caracterizada por baixos incentivos a eficiência e elevado controle administrativo da produção, no qual os agentes perdem parte significativa da sua autonomia. As transações são marcadas pelas elevadas especificidade dos ativos e frequência das transações, o que torna a continuidade da transação essencial. Nesse sentido, essa estrutura desponta como solução quando a elaboração do arranjo contratual é muito custosa, tendo em vista a especificidade dos ativos e a incerteza comportamental (KLEIN, 2010).

Na governança hierárquica, dois tipos de estrutura podem existir: o contrato de relação, onde as partes preservam sua autonomia, ou a estrutura unificada hierarquizada. Os contratos de relação são contratos de longo prazo no qual as empresas envolvidas não chegam a elaborar termos contratuais detalhados, que estipulem de forma exaustiva os procedimentos a serem adotados em situações diversas, mas sim condições gerais de execução do contrato, como os critérios para circunstâncias imprevistas e a definição de mecanismos para a resolução de conflitos (FIANI, 2011, pos.2622).

Já na estrutura hierárquica, a produção é organizada integralmente dentro de uma empresa, devido ao aumento do caráter idiossincrático do ativo e a frequência das transações. Na integração verticalizada, não se faz necessário antecipar todas as condições futuras, bem como as ações que devem ser executadas pelos agentes em cada uma delas, uma vez que os eficientes mecanismos de controle introduzidos a partir de relações hierárquicas geram decisões sequenciais adaptativas, ou seja, que não requerem a frequente revisão dos acordos, economizando racionalidade limitada dos agentes (KLEIN, 2010).

Dessa forma, a vantagem das estratégias de verticalização decorre da minimização de problemas de coordenação expressos em menores custos de transação, dado que quanto maior o grau de interdependência entre os sucessivos estágios de produção, menor o grau de liberdade das ações dos agentes econômicos e, portanto, menor a possibilidade que um agente realize investimentos sem estar em acordo com as mudanças necessárias nas suas interfaces

industriais. A tabela 2.1., a seguir, sintetiza a relação entre o tipo de investimento e a estrutura de governança³⁴:

Tabela II.1: Características das Transações e Estruturas de Governança

Frequência do investimento	Não específicas	Mistas	Específicas
Ocasionais	Governança de mercado	Trilateral	Trilateral
Recorrentes	Mercado	Bilateral (contrato de relação)	Organização interna (empresa)

Fonte: Williamson (1985, p. 117).

II.4 – Coordenação de Investimentos no Sistema Elétrico Brasileiro

II. 4. 1 - A Necessidade de Coordenação nas Indústrias de Rede

As indústrias de rede são aquelas cujo desempenho depende, necessariamente, da utilização de infraestruturas físicas (redes) para o transporte e distribuição ao consumidor de seus respectivos produtos. Algumas características das indústrias de rede são (TREBING, 1996), (DIAS & RODRIGUES, 1997) e (FIANI & QUEIROZ, 2002):

- Ativos específicos, intensivos em capital, de longo prazo de maturação e grande irreversibilidade (*sunk costs*);
- Obrigação jurídica de fornecimento;
- Necessidade de equilíbrio constante entre oferta e demanda, dada as dificuldades técnicas de estocagem;
- Elevados graus de interdependência e complementaridade entre os agentes;
- Economias de escala e escopo;
- Externalidades de rede.

Conforme as características destacadas, a indústria de energia elétrica compõe a chamada indústria de rede. A eletricidade consiste em um fluxo não estocável, produto da existência simultânea dos processos de geração e consumo, geralmente, integrados no tempo e

³⁴ De acordo com esse modelo, Williamson (1979) destaca três tipos de contrato: o *contrato clássico*, que pressupõe a racionalidade ilimitada e é aplicado em transações recorrentes ou ocasionais que possam ser detalhadas *ex ante* completa e precisamente e que envolvam investimentos não específicos; o *contrato neoclássico*, que pressupõe racionalidade limitada e é utilizado para transações ocasionais e que abranjam ativos mistos ou específicos; e o *contrato relacional*, utilizado em transações mais complexas, recorrentes, com ativos específicos e longo prazo de duração, podendo abranger duas formas organizacionais, a integração vertical no interior da firma ou contratos de longo prazo.

no espaço por uma rede de transmissão e de distribuição. A forte interdependência sistêmica e a inviabilidade econômica dos estoques exigem o balanço constante e instantâneo entre oferta e demanda, além da necessidade de antecipação do comportamento da demanda e da sobrecapacidade planejada de produção e transporte, devido às características das curvas de demanda, com picos e vales. O sistema elétrico se reveste de externalidades de rede, dado que a maior densidade de usuários permite a diluição do custo da infraestrutura, e o crescimento da rede ocasiona, indiretamente, melhorias na qualidade do serviço de suprimento, em regularidade e continuidade da oferta. Por fim, a eletricidade é um bem essencial à sociedade moderna, sendo o seu fornecimento um serviço de utilidade pública e a universalização do acesso uma política indispensável à promoção de bem-estar (PINTO JR. *et al*, 2007, p. 129-148).

As especificidades dessa indústria somam-se ainda aos volumes elevados de investimentos tipicamente específicos e irrecuperáveis, que resultam em qualificações empresariais e tecnológicas específicas; economias de escala e de escopo, responsáveis por gerar barreiras à entrada de novos entrantes (POSSAS *et al*, 1997) (ALVEAL, 2003); e forte interdependência dos processos produtivos, demandando a necessidade de articulação nas decisões de investimento em todos os elos da cadeia.

O conjunto de peculiaridades traçados explica a importância da coordenação dos diferentes agentes na indústria elétrica, a fim de minimizar os custos de transação e garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema, o que legitimou a formação de um modo de organização particular, estruturado por empresas integradas verticalmente e operando em regime de monopólio. A regulação coincidia com o controle da atuação das empresas monopolistas, privadas ou estatais, especialmente no que concerne à política de preços. Historicamente, onde não ocorreu a verticalização, as concessionárias de eletricidade operavam e expandiam sua cadeia produtiva apoiando-se em contratos de longo prazo, garantidos pelo regime custo do serviço, que oferecia sustentação econômico-financeira aos projetos elétricos (DE OLIVEIRA, 2007, p.219).

No início dos anos 1980, assistiu-se a um crescente questionamento dos modelos de organização baseados em monopólios naturais, seguido de um amplo processo de reestruturação industrial, que reuniu um conjunto de medidas de política econômica voltadas à privatização de empresas estatais e à introdução de competição, com abertura a terceiros e desverticalização da cadeia produtiva (PINTO JR. *et al.*, 2007, p.176-177). De acordo com a ECT, em setores caracterizados por elevadas especificidades dos ativos, a desverticalização

das relações contratuais aumenta os riscos associados ao comportamento oportunista dos agentes, elevando a complexidade e os custos de negociação, manutenção e realinhamento dos contratos e criando novas demandas regulatórias (KLEIN, 2010).

Nos mercados elétricos, os resultados obtidos com a introdução de pressões competitivas foram muito variados, fruto das diversas regulações e mecanismos adotados para a coordenação descentralizada dos agentes nas decisões de operação e de expansão da cadeia de eletricidade (LOSEKANN, 2003). A definição de novos padrões de concorrência exigiu o desenvolvimento de formas mais complexas do que os preços de mercado para induzir e coordenar os investimentos, justificando a importância da atuação do Estado regulador no estabelecimento de um novo arcabouço regulatório setorial (DE OLIVEIRA, 2007, p.220).

Nesse novo contexto regulatório, o exercício do monopólio natural é, por vezes, evitado por uma solução híbrida, adotando-se um processo licitatório (*franshing bidding*). A licitação concebe o direito a um agente vencedor de oferecer um bem ou serviço pelas melhores condições do mercado, na qual a atividade é entregue àquele que oferecer o maior valor pela concessão ou com base no menor preço unitário de suprimento. Assume-se que a renovação periódica da licitação possibilita que a empresa vencedora esteja frequentemente sujeita a concorrência de mercado (DE OLIVEIRA, 1998, p.135). Vale destacar, no entanto, que a ECT aponta precariedades desse modelo, ao sugerir que a licitação não deve substituir a regulação por completo, ainda necessária, especialmente, para definir o prazo dos contratos, observando as peculiaridades de termos curtos e extensos – enquanto contratos de curto prazo não condizem com o tempo de amortização dos investimentos, contratos de longo prazo necessitam de cláusulas condicionais que antecipem circunstâncias relevantes no futuro, o que pode dar margem a atitudes oportunistas (WILLIAMSON, 1985)³⁵. Com esse “pano de fundo”, propõe-se examinar o sistema elétrico brasileiro.

II.4.2 – As Singularidades do Sistema Elétrico Brasileiro

A indústria elétrica brasileira, tal como qualquer outra, é caracterizada como uma indústria de rede, sendo tradicionalmente tratada pela teoria econômica de forma especial, devido às especificidades setoriais. Somam-se a isso as singularidades técnicas e econômicas

³⁵ Segundo Williamson (2010), não existe, *à priori* um modo de coordenação mais eficiente, dado que a eficiência dos arranjos institucionais alternativos depende das características das transações. O autor reconhece os limites da regulação, mas aponta que as soluções de mercado lidam incompletamente com as questões contratuais em casos idiossincráticos e de incerteza.

da indústria brasileira, que condicionaram formas particulares de estruturas de mercado e de competição, determinando o seu desenvolvimento.

Tradicionalmente, a indústria de suprimento elétrico no país se desenvolveu através de usinas hidrelétricas com reservatórios plurianuais localizadas em diferentes bacias hidrológicas. O volume de água armazenável nos reservatórios representa uma reserva de energia superior a 200 TWh, o que equivale a cerca de quatro meses da carga nacional, constituindo-se em um importante *backup* para o sistema. Com isso, os reservatórios permitem que a geração hídrica, geralmente direcionada para o atendimento da demanda, por ser rápida e flexível, passe também a atender a base da carga (ROMEIRO, 2014, p.48-49).

As usinas hidrelétricas se encontram distantes dos centros de carga, o que obrigou a construção de longas redes de transmissão. Atualmente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) recobre quase a totalidade do território continental do país e permite a interligação entre as bacias hídricas, localizadas nos quatro Subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul), assegurando ao sistema brasileiro um importante ganho energético, que consiste em complementar as diferentes sazonalidades dos diversos regimes hidrológicos, num sistema de vasos comunicantes. Além desses aspectos, são frequentes as situações em que coexistem, em um mesmo rio, usinas hidrelétricas em cascata, cuja ação coordenada do uso dos seus reservatórios permite a regularização das efluências das usinas localizadas à jusante, elevando a energia firme gerada pelo sistema (D'ARAÚJO, 2009, p.74-84).

O sistema elétrico brasileiro também conta com parque termelétrico flexível³⁶. Como visto no capítulo anterior, essas fontes firmes, que independem de fatores climáticos e podem ser despachadas a qualquer momento, foram adicionadas ao sistema brasileiro para lastrear os reservatórios e complementar a geração hídrica esporádica e pontualmente, em períodos hidrológicos adversos, reduzindo o risco de racionamento. Dessa forma, a lógica operativa do sistema hidrotérmico brasileiro demanda uma disponibilidade térmica latente, elevando o potencial hídrico a partir da administração menos conservadora dos reservatórios (BICALHO, 2014) (ROMEIRO, 2014, p. 51-52).

Em uma indústria com tal perfil de capacidade instalada, o atendimento da demanda não é uma tarefa trivial. No sistema de base hidrelétrica e grande variabilidade das afluências tropicais, a escolha da estratégia ótima de operação está associada a uma perspectiva temporal relacionada ao nível de armazenamento dos reservatórios e à previsão de afluências, tendo em

³⁶ As termelétricas flexíveis são aquelas cuja participação no despacho ótimo é função de suas ofertas de preços. Já as térmicas inflexíveis, ou seja, que a inclusão no despacho ótimo não depende de uma proposta de preço, correspondem àquelas cujos gastos com combustíveis são totalmente reembolsados pelos consumidores e ao parque nuclear, que não participa do mercado.

vista que uma decisão de operação hoje interfere nos custos futuros, bem como no risco de déficit de energia (KELMAN, 1999). Dessa forma, o sistema brasileiro apresenta o *trade-off* operativo entre armazenar água para o futuro ou utilizá-la no presente. Como a capacidade de armazenagem dos reservatórios é muito significativa e o despacho térmico implica em gastos com combustível, a operação privilegia a geração hídrica, administrando os reservatórios de modo a minimizar vertimentos, bem como déficit de energia.

A operacionalização dos despachos das usinas, no sistema brasileiro, exige a simulação da evolução do sistema no futuro. Para tanto, foi desenvolvido o modelo computacional NEWAVE/DECOMP, responsável pela otimização do planejamento de médio prazo da operação, fornecendo os custos marginais de operação (CMO) em base mensal. O modelo realiza uma simulação da operação do SIN para um período de 5 anos (60 meses), considerando 2.000 cenários hidrológicos mensais equiprováveis de energias afluentes. Esta simulação, realizada para cada um dos quatro subsistemas, resulta em 120.000 valores de CMO. Deve-se ressaltar que o modelo trabalha com um critério de risco de déficit de 5%, o que significa que a carga somente seria atendida integralmente em pelo menos 95% dos cenários hidrológicos mensais simulados.

Os CMO³⁷ são sensíveis ao valor da água e, portanto, altamente voláteis. Assim, em períodos de hidrologia favorável, o CMO tende a assumir valores reduzidos, e as térmicas são despachadas ao mínimo. Por outro lado, quando o regime hidrológico não é favorável ou diante de alguma restrição do sistema, o CMO se eleva, e o ONS passa a despachar as termelétricas numa ordem de mérito crescente de custo, ou seja, acionando as usinas com custos variáveis de operação (CVU) inferiores ao CMO presente, até que a demanda seja plenamente atendida. É importante destacar ainda que os CMO determinam o preço de curto prazo ou *spot*, chamado de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)³⁸, utilizado nas relações contratuais de compra e venda de energia. Nesse sentido, preservou-se o paradigma operativo,

³⁷ No caso das termelétricas, o principal componente do CMO são os gastos com combustível (gás natural, carvão, óleo combustível, entre outros) acrescidos dos custos de depreciação dos equipamentos, operação e manutenção das plantas geradoras. Para as hidrelétricas, o cálculo do CMO é mais complexo, pois os custos do combustível e de manutenção e operação são bastante reduzidos e, se o ONS tomasse como base para sua operação o custo da água como sendo próximo de zero, os reservatórios das usinas seriam rapidamente esgotados. Para evitar esta distorção, é atribuído à água um custo de oportunidade, conferindo-lhe um valor que representa o “desestoque” incremental dos reservatórios (SILVA, 2001).

³⁸ O PLD é, basicamente, o CMO limitado a valores-limite inferior e superior, anualmente determinados pela ANEEL. Atualmente, o piso e o teto do PLD são, respectivamente, R\$ 30,25/MWh e R\$ 422,56/MWh. Devido a restrições físicas de intercâmbio de eletricidade entre os subsistemas do SIN, há um PLD para cada submercado, correspondente ao CMO de cada região. O PLD é determinado com base semanal *ex ante*, de sábado a sexta, para três patamares distintos de carga – leve, média e pesada.

ao invés de fundamentar as transações de energia em um preço forjado pela oferta e demanda de energia.

Em suma, a indústria de energia elétrica brasileira possui propriedades diversas que, à luz da ECT, se traduzem em significativos custos de transação. O setor, tipicamente classificado como indústria de rede, apresenta singularidades derivadas de sua predominância hídrica; seu perfil de monopólio natural, na qual o sistema físico “pede” para ser explorado como se fosse um monopólio devido aos ganhos energéticos advindos da sinergia entre usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, linhas de transmissão e térmicas complementares (D’ARAÚJO, 2009, p.85); e da lógica operativa centralizada e baseada na gestão dos reservatórios e na variabilidade das afluições, com consequências sobre a volatilidade dos custos de geração (BICALHO, 2014). Segundo Oliveira e Santana (1999, p.109):

“A especificidade dos ativos intensivos em capital, interdependentes, que geram externalidade positivas e negativas, e os custos e preços voláteis exigem uma intensa cooperação e uma coordenação centralizada ou, do contrário, fica praticamente impossível a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis.”

Um sistema com essas características demanda elevada capacidade de coordenação. A indústria de energia elétrica no Brasil foi, historicamente, caracterizada por um arcabouço contratual complexo, no qual a constituição de monopólios regionais com tarifas reguladas pelo custo de serviço foi seu pilar central de expansão, explorando as oportunidades de economias de escala e de escopo e menores custos de transação (PINTO JR *et al.*, 2007, p. 215) (OLIVEIRA, 2007, p.222). No entanto, as reformas setoriais, abordadas no próximo capítulo, desarticularam as estruturas de governança típicas desta indústria, trazendo maiores incertezas para as empresas que nela atuam. Em contrapartida, as reformas buscaram um aprimoramento regulatório-institucional, a fim de reduzir os maiores custos de transação emergentes do novo modelo. Entretanto, a despeito destes esforços, os custos de transação presentes nessa indústria ainda são muito expressivos, conforme mostra a Tabela II.2.

Tabela II.2: Custos de Transação na Indústria Elétrica Brasileira: Variáveis para Análise

Ativos específicos	Especificidade locacional Ativos dedicados
Complexidade	Grande número de agentes heterogêneos
Incerteza	Natureza estocástica do regime hidrológico Volatilidade do CMO/PLD Comportamento da demanda
Pequenos números	Poucos agentes habilitados a ofertar os ativos específicos
Oportunismo	Forte assimetria de informação entre os estágios da cadeia de produção

Fonte: Elaboração própria.

II.4.3 – Considerações sobre Contratos de Longo Prazo de Energia

Nos anos 1990, as reformas da indústria de energia elétrica no Brasil implicaram na substituição da estrutura verticalizada por uma malha de contratos, e, portanto, um aumento significativo dos custos de transação e da burocracia envolvida na realização dos arranjos contratuais. Com a abolição do regime custo de serviço no novo modelo da indústria elétrica, assume papel importante o contrato regulatório³⁹ de longo prazo, que desponta como instrumento chave pelo qual se rege o processo de delegação de uma atividade a terceiros. Neles são definidos os direitos e deveres de cada parte e as diretrizes que conduzirão a transação durante todo o período de vigência do contrato, como tarifas, forma de comercialização e os termos e condições da prestação do serviço. Nesse sentido, os contratos tornam-se responsáveis por balizar as políticas setoriais e a expansão do sistema por décadas, sendo importantes ferramentas de política pública.

Segundo Hallack (2007, p.18-19), os contratos são uma “promessa de conduta futura”, nos quais os agentes tem a intenção de evitar repetidas renegociações em relações que envolvem investimentos específicos, decidindo os termos *ex ante* para as transações futuras. Assim, a ênfase dos contratos de longo prazo está em estabelecer regras que governam a relação entre as partes com vistas à manutenção das promessas e seu ajuste ao longo do tempo, diminuindo os riscos diante da incerteza do futuro. É importante reconhecer que é custoso elaborar, monitorar e fazer cumprir contratos, pois a racionalidade limitada, especificidades dos ativos, assimetria de informação, complexidade e incerteza tornam o

³⁹ Entendem-se como contratos regulatórios aqueles firmados entre regulado e regulador ou poder concedente, nos quais se enquadram os contratos de concessão, permissões, autorizações e as regras ou procedimentos do mercado.

processo de definição de contratos uma difícil tarefa. Devido os elevados custos de transação decorrentes desse processo, as atividades tendem a ser regidas por contratos incompletos, isto é, contratos que não contém previsões para todas as contingências que possam vir a ocorrer (WILLIANSOM, 1985).

Entretanto, um dos problemas dos contratos pode ser relacionado com o longo prazo estipulado, o que torna necessários alguns cuidados na sua confecção, tendo em vista a sua longevidade. Diante da incompletude dos contratos, a necessidade de renegociações ao longo da sua vigência pode ser inevitável, uma vez que os ambientes político, econômico e social se modificam ao longo do tempo. Para que isso ocorra, o contrato deve se revestir de flexibilidade, permitindo a adaptação coordenada dos agentes aos novos cenários. Dessa forma, é possível observar a existência de um *trade-off*, no qual contratos rígidos podem levar a má adaptação aos contextos não previstos, mas contratos com algum grau de flexibilidade podem diminuir a segurança dos agentes, se a renegociação for um artifício utilizado para a ação oportunista, podendo comprometer a integridade da transação (HALLACK, 2007, p.19). Um exemplo pode ser traçado ao se considerar que, num leilão bem desenhado, é provável que seja escolhido o participante mais eficiente e comprometido com a manutenção de suas promessas; no entanto, se os participantes acreditarem que a renegociação é viável e provável, seus incentivos serão alterados de forma que o lance vencedor não seja o mais eficiente e os agentes foquem em ações oportunistas, usando suas habilidades em renegociações *ex post* (GUASH, 2004). Em ambientes institucionais incertos, esse *trade-off* pode ganhar contornos mais complexos, criando barreiras ainda maiores a investimentos.

Diante do problema da contratação e dos custos relacionados a ela, a estrutura de governança desempenha um papel importante, sendo responsável por balizar as renegociações dos contratos em situações imprevistas. Em outras palavras, a governança dos contratos não ocorre num vácuo institucional; é essencialmente uma articulação complexa entre o ambiente institucional e os atributos dos agentes e das transações. Nesse sentido, a ECT propõe que, em casos de ativos específicos e incerteza, é justificável recorrer a órgãos reguladores, a fim de complementar a coordenação contratual com mecanismos hierárquicos, assegurando a flexibilidade dos arranjos, o controle e os dispositivos de sanção. Assim, a ação do regulador, embora imperfeita, seria um mecanismo de garantia contratual (FIANI, 2002, p. 216-219).

No Brasil, os contratos de compra e venda de energia elétrica são realizados no âmbito dos leilões periódicos, nos quais os empreendimentos geradores conquistam o direito de fornecimento de energia ao mercado futuro das distribuidoras a partir de uma concorrência

ex ante à sua entrada no mercado. O segmento de geração de energia é capital intensivo e os riscos e custos para financiar e viabilizar um novo empreendimento são significativamente reduzidos com o estabelecimento de contratos de longo prazo (FARINA, 2001, p.17).

A elaboração dos contratos de longo prazo convive com a tensão entre a necessidade de operar eficientemente o sistema elétrico e a criação de arranjos que reduzam as incertezas para os agentes, dado que os contratos de compra e venda comportam diferentes tipos de risco, que se estendem ao longo da sua vigência. O contexto revestido de incertezas ocorre especialmente aos agentes que realizam investimentos em projetos de geração térmica, pois, sob as formas contratuais vigentes, os agentes termelétricos são, frequentemente, expostos a riscos de mercado, de execução de projetos e regulatórios. No primeiro caso, o empreendedor é, continuamente, exposto a fatores fora do seu controle; trata-se dos riscos associados à grande volatilidade do PLD, relevante nos casos em que as exposições financeiras no mercado de curto prazo não são assumidas pelo comprador, como atraso da entrada em operação comercial da usina e falta de geração motivada por indisponibilidade, podendo assumir dimensões incompatíveis com a capacidade econômica do gerador e provocar grandes prejuízos financeiros (ACENDE BRASIL, 2016). O segundo caso abrange os riscos para construção e operação da usina, ou a incapacidade de gerar o montante de energia comprometido, fatores importantes quando analisamos a relação entre centrais térmicas e fornecedor de combustível, em especial, o gás natural, devido à integração truncada das duas indústrias. Conforme será analisado mais detalhadamente, a baixa expectativa de geração das termelétricas voltadas para *backup* compromete a recuperação dos altos custos afundados característicos da indústria do gás. O terceiro caso se refere ao aparato regulatório voltado para a contratação de novos projetos de geração que, seguindo a lógica operativa do setor elétrico, pode se mostrar enviesado na escolha das fontes para expansão do sistema; soma-se a isso a discricionariedade do regulador, que influencia a capacidade competitiva das fontes e obstrui as indicações de planejamento de longo prazo aos agentes (ROMEIRO, 2014, p.68)

Em síntese, o setor elétrico brasileiro apresenta um descasamento entre os mundos físico e contratual. Apesar das reformas setoriais implementadas nas últimas décadas, a produção física do sistema brasileiro permaneceu coordenada centralizadamente por um operador do sistema, balizado por metodologia extremamente complexa e sem conhecimento das relações contratuais. Conforme visto, essa estrutura hierárquica é necessária devido à forte interdependência sistêmica entre os elos da cadeia elétrica e às singularidades do sistema

brasileiro, o que exige a coordenação dos diversos agentes de forma a maximizar sinergias latentes do sistema e garantir o equilíbrio a custos mínimos.

Por outro lado, com a introdução da competição, quase a totalidade da energia gerada nesse sistema passou a ser comercializada via leilões, através de contratos de longo prazo. Do ponto de vista da geração térmica, o mundo contratual abrange determinados riscos, impulsionados, no caso do gás natural, pela integração truncada entre essas indústrias. Desse modo, pode-se afirmar que o desenho contratual empurra riscos da operação do setor elétrico para os fornecedores de gás natural, aumentando o nível incertezas para esses atores e, conseqüentemente, sobre a sua capacidade de disponibilizar combustível para cumprir contratos de fornecimento às térmicas a preços módicos, bem como monetizar as reservas de gás descobertas. O próximo capítulo apresenta a sistemática de leilões e os elementos contratuais que perpetuam essas falhas.

CAPÍTULO III – ASPECTOS REGULATÓRIOS E COMPETITIVOS DA CONTRATAÇÃO DE USINAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

III.1 - Introdução

No capítulo anterior, foi debatido como a abordagem neoinstitucionalista poderia tratar questões normativas. Como visto, a seleção da forma contratual adequada às atividades econômicas reúne mecanismos de adaptação coordenada dos agentes frente a eventos não antecipáveis, definindo a possibilidade de realizarem investimentos em ativos específicos, num ambiente de incertezas. Dessa forma, defende-se que a estrutura de governança é determinante para a eficiência econômica, o que reflete, diretamente, no padrão de conduta dos agentes, resultando em idiosincrasias nas maneiras como organizam e coordenam as atividades econômicas. Nesse sentido, os custos de transação são expressos em termos de custos de se realizar contratos na economia para cada transação e surgem na medida em que as relações entre os agentes implicam em problemas de coordenação de suas ações.

O objetivo deste capítulo é apresentar o modo organizacional da indústria de energia elétrica vigente no Brasil após as reformas institucionais realizadas no setor de energia elétrica. Para tanto, o capítulo se desenvolve em três seções, além desta breve introdução e da conclusão. Na próxima seção, será apresentada a reforma do setor elétrico. Na segunda seção, serão analisadas as modalidades de leilão, seguida do procedimento de realização dos Leilões de Energia Nova (LEN). Por fim, a terceira seção apresenta os elementos regulatórios voltados a contratação das fontes térmicas nos LEN, de modo a compreender seu funcionamento, assim como os principais fatores que afetam a competitividade dos empreendimentos nestas licitações.

III.2 - A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Conforme visto, a indústria de energia elétrica foi, historicamente, organizada sob a estrutura de integração vertical, ou seja, empresas monopolistas verticalmente integradas que desenvolviam todas as atividades da cadeia de suprimento de energia elétrica: geração, transmissão e distribuição. A justificativa para esta estrutura repousava no reconhecimento das falhas de mercado inerentes às indústrias de rede e na existência de ativos específicos, intensivos em capital e de longo prazo de maturação. Tais características geram forte

interdependência dos processos produtivos e tornam necessária uma cuidadosa organização dos mesmos, a partir de mecanismos eficientes à coordenação de investimentos.

Na década de 1990, foi iniciado, no Brasil, um processo de reforma liberalizante do setor elétrico, no qual o monopólio verticalmente integrado e regulado pelo custo do serviço passa a ser identificado como fonte causadora de ineficiência. A reforma se insere no contexto de redefinição do Estado na economia em direção a um intervencionismo reduzido e tinha os objetivos de aumentar o nível de investimento, introduzir um ambiente competitivo capaz de promover a eficiência alocativa no setor, reduzir as tarifas e melhorar a gestão das empresas e a qualidade do serviço.

A desregulamentação, baseada no fim dos monopólios e na privatização, se estabelecia como diretriz geral das reformas administrativas em curso (LEITE, 2007, p.286-287). A desestatização ganhava ritmo com a regulamentação do art. 175 da Constituição Federal de 1988, mediante aprovação da Lei nº 8.987/1995 (Lei das Concessões) e da Medida Provisória nº 890/1995, que apontaram para uma crescente retirada do Estado nas atividades de produção e comercialização de energia elétrica. Ademais, do ponto de vista macroeconômico, a venda dos ativos estatais, entendida como vital para induzir a competição, ainda contribuiria para equacionar o déficit fiscal.

Apoiada em estudos e análises da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, a reforma do setor elétrico também teve como premissas básicas a desverticalização da indústria e a introdução de competição nos segmentos possíveis, como a geração (a distribuição permaneceu um segmento regulado). Isso levou à constituição de empresas específicas para cada segmento da cadeia produtiva, bem como à necessidade de disciplinar a contratação entre os agentes, cuja solução encontrada no Brasil foi a realização de relações contratuais de longo prazo, a partir de leilões periódicos de compra e venda de energia. Para os geradores, esse mecanismo representa uma garantia de venda de energia, antes mesmo que o empreendimento tenha saído do papel e implica em uma redução dos riscos e incertezas associadas ao projeto.

Foi instituído também o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), responsável por intermediar e registrar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada subsistema entre geradores, comercializadores, produtores independentes, consumidores livres⁴⁰ e distribuidoras, que passaram a ter liberdade para adquirir energia no mercado, observando os limites de auto suprimento estipulados pelo poder concedente. A transação

⁴⁰ A Lei nº 9.074/1995 instituiu as figuras do consumidor livre e do produtor independente. A lei também assegurou o livre acesso à rede, abrindo espaço para a criação de um ambiente competitivo.

para o MAE foi realizada de forma gradual, a partir da assinatura de Contratos Iniciais, que envolviam quantidades de energia decrescentes ao longo do tempo.

Há que se frisar que, nesse contexto, a receita das usinas hidrelétricas não era relacionada à sua produção efetiva, mas sim ao volume de seus contratos de longo prazo. Isso porque a comercialização de energia era desvinculada da geração, decidida centralizadamente pelo ONS. As diferenças entre a energia contratada e a efetivamente gerada eram liquidadas no MAE ao preço *spot*, que refletia o CMO calculado pelo ONS. Para contornar a incompatibilidade entre as esferas contratuais e físicas e as exposições financeiras ao mercado de curto prazo, conhecidas como risco hidrológico, as hidrelétricas passaram a receber certificados de energia assegurada⁴¹, limitando a quantidade de energia a ser comercializada contratualmente. Ademais, criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a fim de compartilhar o risco hidrológico entre todas as hidrelétricas despachadas centralizadamente.

O MRE é um mecanismo financeiro que realoca, para efeitos de contabilização e comercialização, toda a produção física hidrelétrica entre as usinas participantes, na proporção dos seus certificados de energia assegurada. Quando a geração total é igual ou maior ao somatório das energias asseguradas, o MRE transfere o excedente das usinas que geram acima de suas energias asseguradas para as que geram abaixo, compensando os participantes deficitários. Em seguida, as sobras (“energia secundária”) ou déficits de energia são liquidados no mercado de curto prazo ao preço *spot*, configurando a exposição financeira das hidrelétricas ao risco hidrológico⁴².

Em contraposição, as termelétricas comercializavam energia subdividida em duas parcelas: a inflexível, que corresponde a despacho constante, independente da hidrologia, com receita pré-determinada; e a flexível, complementar à reserva hídrica, cujo despacho era definido, competitivamente, no mercado de curto prazo, com base no CMO. Em outras palavras, as térmicas deveriam submeter lances de custo e disponibilidade referentes à parcela flexível no mercado de curto prazo, sendo despachadas quando inferiores ao CMO vigente (ROMEIRO, 2014, p. 56).

Em sequência, eram instituídos os órgãos reguladores. Em 1997, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a fim de regular e fiscalizar produção, transmissão,

⁴¹ A energia assegurada é um conceito probabilístico, definido como a produção máxima que pode ser mantida em uma determinada fração de aflúências hidrológicas simuladas, determinando as quantidades de energia a serem comercializadas.

⁴² O ONS ficou com a responsabilidade de garantir que, a cada momento, a energia gerada total fosse, no mínimo, a somatória da energia assegurada do sistema. Dessa forma, a gestão do risco hidrológico foi passada das hidrelétricas para o ONS. Entretanto, o MRE não protege as hidroelétricas contra riscos sistêmicos, ou seja, caso a produção total das usinas seja menor que a soma de suas energias asseguradas, como uma seca em todo o sistema (OLIVEIRA, 2007, p.232).

distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal, e promover as licitações para a exploração do serviço público de energia elétrica. No mesmo ano, também foram formados o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão do governo vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia com a competência de propor políticas e diretrizes para o setor; e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, responsável pelo planejamento indicativo para a geração, mas determinativo para a transmissão.

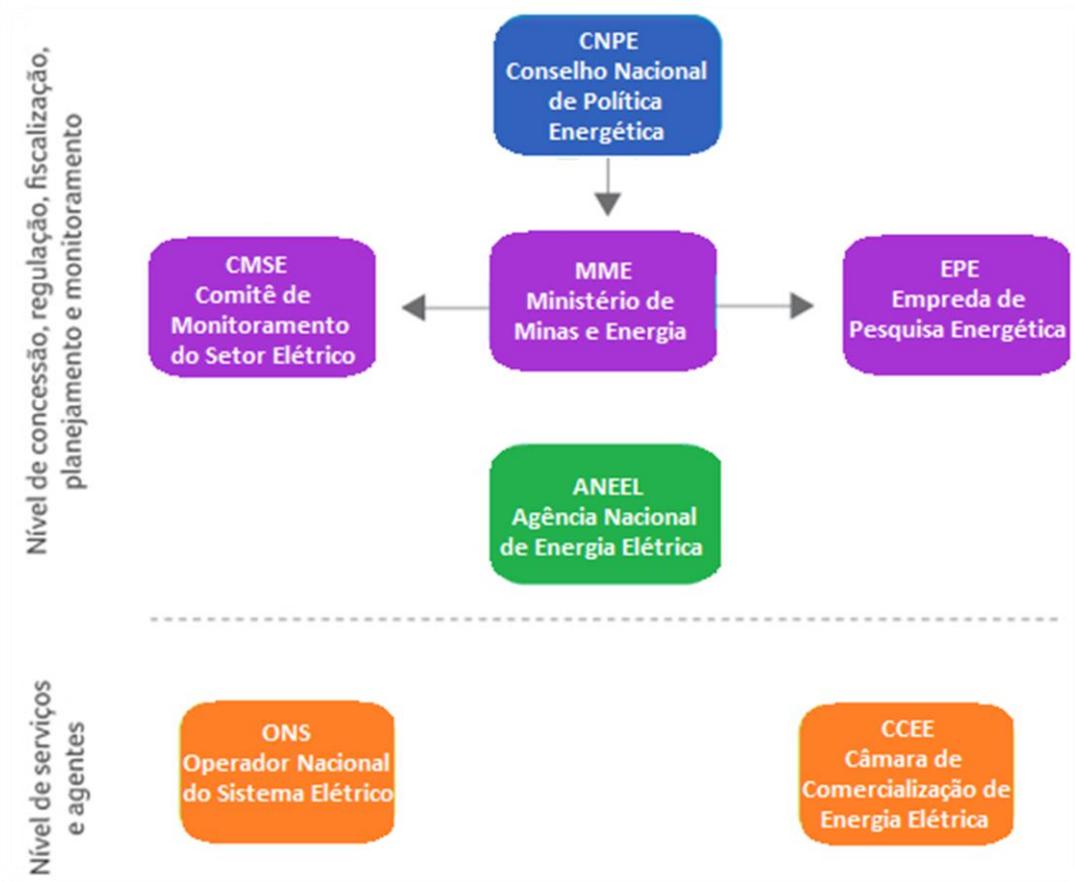
Em 1998, foi criado o já mencionado Operador Nacional do Sistema – ONS, responsável pela coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A entidade privada é responsável pela contratação e administração dos serviços de transmissão, garantia do livre acesso à rede e planejamento e programação do despacho centralizado do parque gerador hidrotérmico. O ONS também administra as afluições esperadas e o nível dos reservatórios, de modo a otimizar o uso da energia hídrica e minimizar o consumo de combustíveis.

A introdução da complexa reforma se iniciou sem que tivessem sido formalizadas todas as suas componentes relevantes previstas no modelo, em particular a desverticalização das grandes geradoras e sua subdivisão. Conforme afirma Tolmasquim (2011, p. 62) a desverticalização, como implementada na reforma dos anos 1990, não atingiu o seu objetivo de aumentar a competitividade, uma vez que a expansão da oferta de geração ocorreu, majoritariamente, por meio de contratos entre agentes do mesmo grupo empresarial, apesar dos limites de *self-dealing*. Outra situação adversa era o risco de déficit superior aos 5% aceitáveis pelo modelo, no final dos anos 1990, com a crescente insuficiência da capacidade total do sistema hidrelétrico, devido à estagnação das construções. A par disso, as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração, conforme indica o Relatório Kelman (2001, p.9). O novo aparato institucional foi insuficiente para incentivar a construção de nova capacidade térmica complementar, frente à demanda crescente.

A experiência brasileira com a crise de racionamento de 2001 mostrou a necessidade de se modificar a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Nesse sentido, foi proposto um novo modelo para o setor, que busca resgatar o planejamento de longo prazo e tem como objetivos básicos a garantia da qualidade e da continuidade do fornecimento para toda a população a um preço módico. No contexto da reestruturação setorial, foram mantidas as instituições supracitadas, enquanto novas eram introduzidas. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE foi criado para acompanhar e avaliar a segurança do suprimento

eletro energético em todo território nacional. A Empresa de Pesquisa Energética - EPE foi criada com o objetivo de auxiliar o Ministério de Minas e Energia - MME com estudos e pesquisas para subsidiar e dar apoio técnico ao planejamento energético de longo prazo. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi criada em substituição ao MAE, ficando responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, sendo agente promotor dos leilões e administrador dos Contratos de Compra e Venda de Energia (CCEAR). A Fig III.1 apresenta o ambiente institucional atual do setor elétrico.

Figura III. 1 – Quadro Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Elaboração própria

A despeito da manutenção do arranjo institucional, as reformas impuseram transformações significativas. Nesta perspectiva, preservou-se a operação centralizada do ONS e o compartilhamento do risco hidrológico das hidrelétricas realizado pelo MRE, porém a noção de energia assegurada foi estendida a todas as fontes. Deste modo, para as térmicas, a energia contratável é limitada não pela potência efetivamente instalada, mas por certificados

de garantia física, atribuídos no ato da outorga, conforme definição do MME, com base em estudos realizados pela EPE. Porém, tal extensão às térmicas é tida como um contrassenso, dado que são plantas despacháveis e, sobretudo, com a introdução de regras de comprovação de suprimento de combustível, a fim de garantir que essas usinas estejam, permanentemente, disponíveis para despacho (ROMEIRO, 2014, p.62).

A garantia física é a quantidade máxima de energia que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga e comercialização de energia por meio de contratos. Nesse sentido, os certificados de garantia física possibilitam controlar a oferta estrutural de energia, ao mesmo tempo em que respaldam a venda de energia e potência de um empreendimento de geração, desvinculando as transações comerciais das entregas físicas de energia. Dessa forma, busca-se assegurar que o sistema possa atender a carga máxima, sem violar o critério de segurança estabelecido. A partir do NEWAVE, simula-se a quantidade total de energia elétrica que pode ser ofertada pelo parque gerador de forma a atender a um duplo critério de segurança (risco de déficit inferior a 5% e CME igual a CMO⁴³, o que for mais restritivo), considerando os cenários hidrológicos futuros e as restrições de transmissão das interligações regionais. Em seguida é feito o rateio da garantia física entre os blocos de oferta hidráulica e térmica e, depois, entre as usinas simuladas (incluindo a oferta dos empreendimentos habilitados nos leilões), na proporção de suas respectivas contribuições para o atendimento da carga nas simulações. Desse modo, a determinação das garantias físicas passa a ser crucial para o sistema, afetando operação física, relações contratuais e expansão do sistema (ACENDE BRASIL, 2012).

Com a reestruturação, também foi mantido um ambiente de mercado livre, onde os consumidores podem negociar preços e prazos em contratos bilaterais com geradores ou comercializadores. Concomitantemente, recuperou-se a coordenação da expansão da oferta de energia, efetivada por meio de processo público de leilões. A próxima seção detalha o novo regime de comercialização⁴⁴.

⁴³ Corresponde a um critério econômico, obtido pela equalização do Custo Marginal de Expansão (CME) e do Custo Marginal de Operação (CMO), contrapondo o custo de aumentar o parque gerador com o custo de atender a demanda com o parque gerador vigente (ACENDE BRASIL, 2012).

⁴⁴ Este trabalho analisa o regime de serviço público de geração de energia, sem incluir os demais regimes jurídicos aplicáveis a atividade, a saber o regime de autoprodução e o regime de produtor independente. Os empreendimentos enquadrados no regime em perspectiva são regulamentados pelas leis nº 8.987/1995 e nº 9.074/1995 que dizem sobre a outorga e a prorrogação de concessões, permissões e autorizações de serviços de energia elétrica e aprovetamentos de cursos d'água (TOLMASQUIM, 2011, p. 52-53).

III.3 – Estrutura de Comercialização de Energia Elétrica

Com a reforma do setor elétrico brasileiro nos anos 2000, a comercialização de energia no Brasil passou a ser realizada em duas esferas de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado - tanto no ACR como no ACL - devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos volumes contratados e dos volumes efetivamente movimentados. As diferenças apuradas são contabilizadas para posterior liquidação financeira no mercado de curto prazo. Isso permite que as partes “zerem” suas posições por meio de compra ou venda de energia, em base mensal, pelo preço de curto prazo, ou Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

III.3.1 - O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre – ACL é o segmento do setor elétrico no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica livremente negociadas por geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento.

As distribuidoras de energia que atuam no ACR não podem participar deste ambiente, uma vez que as características de compra e venda em ambos os ambientes são diferentes. Em síntese, as distribuidoras atuam somente no ACR, ao passo que os comercializadores, consumidores livres e especiais atuam, exclusivamente, no ACL. Esses últimos também precisam apresentar cobertura (lastro contratual) para atendimento de 100% de seu consumo de energia. Somente aos geradores é facultado optar em qual segmento desejam vender sua energia, mantendo o caráter competitivo da geração.

O ACL corresponde a cerca de 25% da carga brasileira, e suas operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Esses contratos devem ser, obrigatoriamente, registrados na CCEE, instituição responsável por realizar a liquidação financeira das diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos.

III.3.2 - O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) contempla a compra de energia elétrica de geradoras, comercializadoras e importadores pelas distribuidoras. De acordo com a regulação vigente, as distribuidoras devem contratar 100% de suas necessidades de energia para um horizonte de cinco anos e tem o direito de repassar aos consumidores finais os custos dos compromissos assumidos até o limite máximo de 103% da carga futura efetiva. Esse limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece uma tolerância para o erro das distribuidoras, ao mesmo tempo em que assegura baixas assimetrias entre as cargas projetadas e efetivas, dado que a contratação de montante de energia menor do que o necessário para o pleno atendimento da carga impõe às distribuidoras a aquisição de energia no mercado *spot*, cujo custo é repassado às tarifas apenas anualmente. As geradoras, por sua vez, só poderiam negociar o lastro físico de suas usinas. Com base nessas informações, o MME homologa a quantidade de energia que deverá ser contratada, bem como os projetos de geração e transmissão de energia que devem ser leiloados para atender às necessidades do sistema.

Os leilões de compra de energia elétrica ocupam o papel essencial de atender a contratação obrigatória do mercado regulado, promovendo a expansão da oferta e perseguindo a modicidade tarifária. Nos leilões, os agentes ofertantes de energia concorrem pelo mercado futuro das distribuidoras, formalizando a compra por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

Os CCEAR são contratos de suprimento de energia de longo prazo, criados para atrair investimentos em geração em um país com crescimento de carga elevado. Dado que os investidores projetam as receitas esperadas sobre a vida útil de seus projetos para determinar se os investimentos são viáveis, os contratos do ACR selam o compromisso requerido para que os empreendedores possam realizar investimentos em novas instalações e tem regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes⁴⁵.

Existem duas modalidades de CCEAR, que se traduzem em dois produtos distintos para os ofertantes de energia: por quantidade e por disponibilidade de energia elétrica. Em contratos por quantidade de energia, é firmada a entrega de determinado montante físico de

⁴⁵ Apesar de não ser contratada em leilões, a energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa são enquadradas no ACR, pois sua contratação é regulada, com condições específicas definidas pela Aneel.

MWh. Como a remuneração depende da *quantidade* efetivamente gerada ao longo do contrato, os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos totalmente pelos agentes vendedores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. São celebrados com empreendimentos de geração hidrelétrica, pelo período de trinta anos. Neste caso, cada comprador adquire determinado percentual da energia produzido pelas usinas hidrelétricas licitadas.

Os contratos por disponibilidade, por sua vez, são destinados à contratação de usinas termelétricas movidas a gás natural, carvão, biomassa, óleo combustível, diesel, etc., eólicas e solar⁴⁶. Nesses contratos, o gerador tem receita desvinculada de sua utilização, pois recebe uma receita anual fixa, destinada à cobertura dos custos fixos para a disponibilização da usina ao sistema, e uma parcela variável para cobrir a sua operação flexível, que será repassada aos consumidores no momento do reajuste tarifário. Os contratos de disponibilidade se constituem como um “seguro” para os consumidores, que pagam uma parcela fixa para terem a opção de energia menos custosa (parcela variável) em cenários hidrológicos adversos, quando o custo de oportunidade de usar a água nos reservatórios aumenta significativamente. Isso significa a mitigação da exposição financeira ao risco hidrológico suportado pelos consumidores (ROMEIRO, 2014).

III.4 - Os Leilões de Energia Elétrica

Em 2004, a Lei nº 10.848 institucionalizou o mecanismo de leilões para promover a expansão do SIN e a comercialização de energia elétrica no âmbito do ACR, com o objetivo de garantir a competição e a transparência do processo de compra e venda de energia e buscar a modicidade tarifária. Os leilões correspondem a um processo licitatório, ou seja, é uma concorrência promovida pelo poder público, com vistas a obter energia elétrica em um prazo futuro, seja pela construção de novas usinas de geração elétrica, seja por usinas em funcionamento e com investimentos já saldadas. Os proponentes vencedores são definidos pelo critério de menor tarifa (menor preço por MWh) para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano inicial do suprimento da energia contratada no leilão.

⁴⁶À exceção do 1ª LER, realizado em 2008, as fontes habilitadas – térmicas a biomassa, eólica e PCH – celebraram contratos de quantidade com a CCEE, prevendo remuneração fixa sujeita a ajustes pelas diferenças entre o montante contratado e o efetivamente gerado e a penalidades por indisponibilidades não programadas.

Os leilões podem ser compreendidos como uma forma de organização institucional intermediária entre a centralização do monopólio e a descentralização da livre concorrência. Isso porque os leilões configuram uma estrutura de governança em que a competição *pelo mercado* possibilita um maior grau de planejamento do governo para a expansão da matriz, ao mesmo tempo em que privilegia a concorrência como instrumento para promover ganhos de eficiência e modicidade tarifária. Nos leilões de compra e venda de energia, é necessário estabelecer compromissos por meio de contratos de fornecimento entre as partes, firmados com longos períodos de duração. Essa característica implica que a concorrência entre empreendimentos de geração ocorre apenas no momento da decisão do investimento, e não ao longo da vida útil do empreendimento (FARINA, 2011, p.17).

Embora sejam meios relativamente simples de negociação, os leilões para comercialização de energia elétrica dependem de complexa regulamentação, na qual pequenas distorções podem resultar em graves problemas para o setor no longo prazo. Nesse sentido, a análise da sua regulação é essencial.

III.4.1 - Modalidades de Leilão de Energia

Os leilões de energia ocorrem com periodicidade anual e são subdivididos em algumas modalidades. Os Leilões de Energia Existente (LEE) tem por objetivo a venda de energia de empreendimentos já existentes, cujo investimento inicial já tenha sido plenamente amortizado e, portanto, possuem um custo mais baixo. Esses leilões são, usualmente, classificados como leilões do tipo A-1, ou seja, são leilões organizados no ano anterior ao ano da entrega física de energia.

A energia “velha” também pode ser comercializada em Leilões de Ajuste (LA), realizados com um ano de antecedência ao início de suprimento (A-1). Os LA visam adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre os montantes de energia previstos e o comportamento do mercado.

Os Leilões de Energia Nova (LEN) se destinam ao atendimento das necessidades dos mercados cativos das distribuidoras mediante a venda de energia elétrica provenientes de empreendimentos que ainda não foram construídos. Os montantes a serem contratados nos LEN são definidos com base na projeção da demanda das distribuidoras, nas suas respectivas áreas de concessão. A energia da capacidade a ser instalada é comercializada com antecedência de três ou cinco anos (A-3 ou A-5). Os vencedores dos LEN recebem contratos

de comercialização de energia de longo prazo – de 15 a 30 anos –, de forma a assegurar a comercialização de energia durante todo o período de concessão do empreendimento.

Os Leilões Estruturantes (LE) se destinam à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados pelo CNPE e aprovados pelo Presidente da República. Tais leilões são do tipo A-5 e referem-se a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico à otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico.

Nos Leilões de Fontes Alternativas (LFA) também são instituídos com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado, além de aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira. Realizados com um a três anos de antecedência (A-1 ou A-3), podem ser compostos por empreendimentos existentes ou novos, desde que sejam térmicas a biomassa, eólicas ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

Os Leilões de Energia de Reserva (LER) são voltados para elevar a segurança do fornecimento de energia elétrica, a partir de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Os LER são realizados pela própria CCEE, que contabiliza e liquida a energia de reserva no mercado de curto prazo e reparte seus custos com todos os seus consumidores através do Encargo de Energia de Reserva (EER). A Figura III. 2 abaixo apresenta esquematicamente os tipos de leilões implementados.

Figura III. 2 – Tipos de Leilões

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

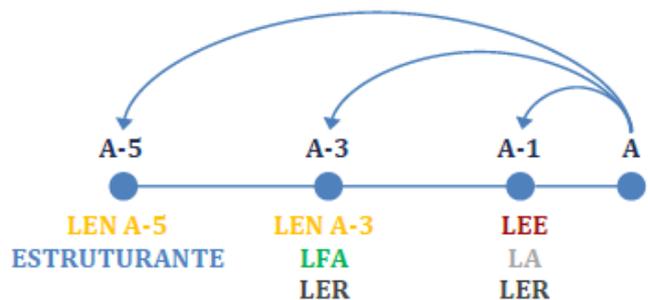
Leilão de Fontes Alternativas – LFA

Leilão Estruturante

Leilão de Energia Existente – LEE

Leilão de Energia de Reserva – LER

Leilão de Ajuste – LA



Fonte: (ROMEIRO, 2014, p. 63)

III.4.2 - Procedimentos dos Leilões de Energia Nova – LEN

Antes da realização dos leilões, as distribuidoras tem as suas demandas projetadas para cinco anos. As demandas individuais são agrupadas pelo MME, que as reúne em um *pool* comprador de energia elétrica e define o montante total de energia elétrica a ser

contratada no ACR. Desse modo, as distribuidoras não participam da licitação de modo individual, uma vez que os montantes a serem contratados no leilão resultam do somatório das necessidades declaradas por todas as distribuidoras. O formato de compra conjunta, semelhante a um comprador único, permite algumas vantagens em relação aos leilões individuais, dado que os custos de contratação de energia são únicos para todas as distribuidoras, independente da região em que se localizam ou das escalas de energia demandadas, o que torna as tarifas mais convergentes e socializa os ganhos da comercialização.

A EPE habilita tecnicamente os empreendimentos de geração que poderão participar dos LEN a partir de estudos que consideram a otimização técnico-econômica do parque hidrotérmico do SIN. Os empreendimentos habilitados devem ser homologados na ANEEL, que promoverá a licitação diretamente ou por intermédio da CCEE. Nos LEN, os empreendimentos hídricos e térmicos são leiloados separadamente. Os hídricos são contratados sob regime de concessão por 30 anos, e os térmicos, sob o regime de autorização por 15 anos.

A sistemática dos LEN consiste em duas fases. Na primeira, a competição é restrita aos empreendimentos hidrelétricos, e o objetivo é alcançar a participação na fase seguinte, a partir da negociação de preços de venda da energia. A fase é organizada no formato *descending price clock auction* (lances de preço decrescentes) e subdividida em etapa inicial e contínua. Na etapa inicial, cada um dos proponentes submete um único lance de preço de venda de energia para cada projeto hidrelétrico em licitação, que deve ser menor ou igual ao preço-teto de referência estabelecido pelo MME. A etapa termina por decurso do tempo de inserção do lance, ou após todos os empreendedores inserirem seus lances, o que ocorrer primeiro. Em seguida, o sistema classifica os lances em ordem crescente de preço. Se o menor lance for inferior em mais de 5% a qualquer outro lance, conclui-se a etapa inicial da primeira fase do leilão. Caso contrário, será iniciada a etapa contínua, na qual os proponentes que se enquadrarem no intervalo de 5% do menor lance competirão submetendo lances menores no sistema. O menor lance obtém o direito de seguir para a segunda fase do leilão, disputando a demanda do *pool* de distribuidoras com concorrentes que, assim como ele, venceram a disputa por um projeto novo na fase anterior, ou ingressaram somente na segunda fase.

A segunda fase do leilão também é dividida em duas etapas, uma destinada aos empreendimentos hidrelétricos, que disputam pelo produto quantidade e outra para as demais fontes, que disputam pelo produto disponibilidade. Cada etapa é ainda subdividida em rodadas uniformes e rodada discricionária.

A etapa uniforme é realizada em rodadas em que cada proponente insere a quantidade de “lotes” de energia (equivalentes a 0,1 MW médio) que está disposto a ofertar ao preço corrente. Na primeira rodada, o preço corrente é igual ao lance vencedor da primeira fase do leilão ou ao preço de referência de cada projeto. A cada rodada, o preço sofre decréscimos, e os empreendedores que não conseguem casar seus lotes fixos com o preço corrente vão sendo eliminados. As rodadas se sucedem até que se chegue a um equilíbrio entre oferta de lotes e demanda das distribuidoras, sendo classificados para a etapa seguinte todos os empreendedores com lances válidos na penúltima rodada da etapa uniforme, para garantir que a oferta seja maior do que a necessidade de contratação. Na rodada discriminatória, os proponentes submetem um único lance de preço associado às quantidades de energia classificadas que deve ser igual ou menor que o último preço corrente da etapa anterior. Os projetos são classificados em ordem crescente de preço, selecionando os empreendimentos de menor custo até atender a demanda total.

Os empreendimentos térmicos são leiloados em seguida, cujo pregão se inicia após a conclusão do certame hídrico. O processo é similar ao da segunda fase hídrica, com rodadas uniformes para negociar quantidades de lotes e uma rodada discriminatória com lances únicos de preço.

Após definidos os empreendimentos vencedores, estes firmam CCEAR com cada distribuidora, e os seus lotes vendidos são alocados proporcionalmente à demanda de cada uma delas. Desse modo, não há escolha ou preferência entre fornecedores e compradores. Este mecanismo permite diluir os riscos de geração e a inadimplência entre os agentes do sistema. Para o produto quantidade o preço refere-se ao preço de venda da energia. Já para o produto disponibilidade, o preço firmado equivale ao ICB.

III.5 - Atributos Regulatórios dos LEN

Vimos que, desde a reestruturação do setor elétrico, a expansão do parque de geração, no Brasil, ocorre por meio dos LEN, isto é, leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração. Os LEN são realizados vários anos antes da data do início do suprimento de energia, dado que os empreendedores concorrem na fase de projetos, para atender o crescimento da demanda previsto pelas distribuidoras, assumidos os riscos inerentes ao desempenho desse mercado e à operação centralizada do sistema. O funcionamento dos LEN depende não apenas da sua arquitetura, apresentada na última seção, mas também de

uma série de definições regulatórias e contratuais especificamente delineadas para lidar com peculiaridades relacionadas às características do sistema elétrico brasileiro e às especificidades de cada tecnologia de geração, que apresentam benefícios, custos e riscos muito distintos.

Dado que os leilões são o *locus* onde ocorre a disputa entre as tecnologias de geração *pelo mercado*, o seu aparato regulatório configura a estrutura geral na qual se estabelece a competição entre as tecnologias alternativas, podendo configurar, positiva ou negativamente, a competitividade das fontes disponíveis à expansão da matriz de geração. Nesse sentido, o objetivo dessa seção é analisar as condições regulatórias dos LEN para a inserção da geração térmica a gás natural no sistema, destacando os principais atributos regulatórios relevantes à constituição desse ambiente seletivo e, portanto, à determinação das escolhas tecnológicas até então realizadas no novo modelo do setor elétrico brasileiro.

III.5.1 - Comprovação de Lastro de Suprimento de Combustível

A comprovação de disponibilidade de combustível prevê que os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de novos projetos termelétricos deverão comprovar a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação, requisito necessário à obtenção da Habilitação Técnica junto à EPE para fins de inscrição nos LEN. Essa é uma exigência regulatória relevante, uma vez que o sistema elétrico brasileiro já sofreu significativo sobre custo por ter contado com termelétricas que, quando acionadas pelo ONS, não puderam honrar seus compromissos por indisponibilidade de combustível.

As usinas termelétricas com CVU nulo (biomassa) devem apresentar a Declaração de Quantidade de Energia Disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional, que informa a disponibilidade média anual de energia gerada, em MWh (garantia física), assim como o combustível associado, considerando todo o período contratual. É necessário informar a quantidade de produção própria de combustível, em tonelada por ano, bem como o montante contratado de terceiros, quando a primeira for insuficiente.

Já as usinas termelétricas com CVU declarado diferente de zero e despachadas centralizadamente (carvão, gás natural e óleo diesel e combustível) devem comprovar a disponibilidade de combustível para *operação contínua*, considerando todo o período contratual. Os documentos apresentados consistem em um relatório técnico que demonstre a disponibilidade da fonte energética ao longo da vigência do CCEAR e em um Termo de

Compromisso de Compra e Venda de Combustível ou Contrato Preliminar celebrado entre o agente termelétrico e o fornecedor, que pode ser um agente produtor ou comercializador.

No caso dos geradores termelétricos a gás natural, o fornecedor do combustível deve ser registrado na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. A ANP é responsável pela análise dos documentos destacados, que devem ser acompanhados dos dados necessários para comprovação da origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural a serem contratados. Caso o combustível venha a ser movimentado em plantas de GNL, o empreendedor também deve comprovar as capacidades de regaseificação disponível e reservada para o seu empreendimento. Já nas situações em que o empreendedor é caracterizado como autoprodutor ou auto importador⁴⁷, este deve apresentar contrato firmado com a distribuidora, além de autorização de importação de gás natural outorgada pelo MME (apenas para o segundo).

Dado que a comprovação de disponibilidade do combustível é um pré-requisito para a obtenção da habilitação para participação no LEN, os fornecedores de combustível são exigidos a comprovarem reservas para todos os empreendimentos que queiram se habilitar nos LEN, independentemente de quem vai conseguir negociar contratos no leilão. No caso do gás natural, essa responsabilidade recai fortemente sobre a Petrobras, principal produtora e transportadora do combustível no país; entretanto, a empresa vem alegando falta de gás para atendimento de novos contratos de suprimento, impondo constantes incertezas aos investidores quanto o acesso ao gás natural no país.

O Termo de Compromisso dos empreendimentos a gás deve conter cláusulas de eficácia de fornecimento de combustível, caso o empreendimento se sagre vencedor do leilão; com a indicação da quantidade máxima mensal de gás natural a ser suprida e o prazo de entrega; e estabelecendo penalidade às usinas termelétricas que não atenderem as instruções de despacho do ONS por falha no suprimento de combustível. De acordo com a Resolução nº 222/06 da ANEEL, a penalidade da indisponibilidade de geração de energia elétrica decorrente da falta de combustível é calculada mensalmente com base na energia não gerada, conforme informado pelo ONS. A precificação é definida pelo PLD médio do período em que se constatar a ausência de geração pela falta de combustível acrescido de uma rampa gradual

⁴⁷ De acordo com a Lei nº 11.909/09, autoprodutor é agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais; e auto-importador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.

de preços⁴⁸. Assim, no primeiro mês, o preço da penalidade corresponderá ao PLD médio acrescido de 25% da diferença entre o PLD máximo e o PLD médio. Nas verificações mensais seguintes, esse acréscimo aumenta para 50%, 75% e, finalmente, 100%, precificação que se mantém constante por doze meses seguidos sem novas ocorrências de falta de combustível. Os recursos oriundos são revertidos em favor do abatimento dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

Vale lembrar que os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, em compromisso de entrega física de energia por parte dos agentes vendedores, podendo a energia ser entregue por outro agente da CCEE, observando que a responsabilidade contratual pela entrega contínua é do vendedor referido no contrato. Desse modo, além das elevadas penalidades supracitadas, a indisponibilidade do gerador acarreta em contratos de compra de energia no mercado de curto prazo, firmados em geral com base no PLD, para garantir o contrato de venda original. No caso de exposição a PLD altos, em períodos hidrológicos desfavoráveis, o custo adicional incorrido pelo agente vendedor não poderá ser repassado aos contratos de venda originais e às tarifas dos consumidores finais.

III.5.2 - Índice Custo e Benefício – ICB

Nos leilões de energia, os produtos por *quantidade* são selecionados de modo relativamente simples, uma vez que vencerá aquele gerador que se comprometer a fornecer energia ao menor preço durante o prazo do contrato. Muito embora os contratos por *disponibilidade* sigam a mesma lógica, o desafio é estabelecer a comparação entre os projetos concorrentes, uma vez que os empreendimentos apresentam características tecnológicas distintas, bem como custos fixos e variáveis. Diante desta dificuldade, a EPE desenvolveu o Índice de Custo Benefício (ICB), um método comparativo das alternativas tecnológicas das tecnologias que competem por contratos de disponibilidade nos leilões de energia, isto é, todas as tecnologias de geração à exceção da hidráulica – termelétricas, eólica e solar.

⁴⁸ A penalidade por falta de combustível é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$VSm = \left\{ PMEDm + \left[j \times \frac{PLDmax - PMEDm}{4} \right] \right\} \times ENPm$$

Onde:

VSm = Valor da Sanção, no mês m, em que tenha ocorrido falta de combustível, expresso em R\$; PMEDm = Preço de Liquidação de Diferenças médio mensal, no mês m, expresso em R\$/MWh;

j = quantidade de meses em que tenha ocorrido falta de combustível, variando de 1 a 4 a cada mês;

PLDmax = Preço Máximo de Liquidação de Diferenças vigente, expresso em R\$/MWh;

ENPm = quantidade de energia não produzida no mês m, devido falta de combustível, expressa em MWh.

O ICB, expresso em R\$/MWh, leva em conta o custo global do empreendimento e o benefício energético de sua integração ao sistema. O custo global compreende todos os custos fixos da planta, o valor esperado dos custos de operação e o valor esperado dos custos econômicos de curto prazo. O benefício energético é avaliado pelo acréscimo na energia assegurada – a garantia física do empreendimento. O ICB é definido matematicamente pela seguinte fórmula:

$$ICB = \frac{RF + COP + CEC}{GF}$$

A parcela RF (R\$/ano) representa a receita fixa requerida pelo empreendedor para cobrir o custo total do empreendimento, dentre eles os custos de implantação (socioambientais e financeiros); os custos fixos de operação e manutenção (O&M); e a remuneração dos investimentos; os custos fixos de combustível associados à operação inflexível decorrentes de contratos de aquisição de gás com cláusulas do tipo *take or pay* e *ship or pay*; os custos de conexão às redes de transmissão e distribuição e as tarifas de uso dos sistemas (TUST ou TUSD); e encargos. A RF refere-se ao montante energia contratada no leilão e destinada ao ACR. Quanto maior a RF, mais elevado será o ICB e, portanto, menos competitivo será o empreendimento.

A parcela COP (R\$/ano) representa o valor esperado do custo de operação, sendo resultado da média anualizada dos custos de O&M variável, expresso pelo CVU. No cálculo do ICB para os empreendimentos termelétricos que possuem CVU nulo (biomassa e eólica), o termo COP é nulo. Para as termelétricas com CVU não nulo e despachadas centralizadamente (carvão, gás natural, óleo combustível e diesel), o termo COP é definido ao comparar o CVU da usina à uma matriz de previsão dos CMO do seu subsistema, estimando a frequência e a duração dos despachos do empreendimento durante toda a vigência do seu contrato. Assim:

- i. $CMO < CVU$: térmica despacha sua inflexibilidade
- ii. $CMO \geq CVU$: térmica despacha a sua disponibilidade máxima

Nesse sentido, previsões de baixos valores de CMO, resultam em pouco despacho térmico e, conseqüentemente, numa parcela COP reduzida, favorecendo empreendimentos com CVU elevados e custos fixos menores; já em cenários de CMO elevados, o despacho mais frequente da usina e o termo COP elevado confere vantagem àquelas com CVU baixos, mesmo que tenham custos fixos mais elevados.

A parcela CEC (R\$/ano) representa o custo econômico de curto prazo, decorrente do grau de não utilização da capacidade a instalar. É calculada como a média anualizada das diferenças mensais entre a garantia física da usina e a geração efetiva.

Para os empreendimentos termelétricos que possuem CVU nulo, o termo CEC será positivo quando a usina não estiver despachando e negativo nos meses em que houver geração, pois a energia gerada será maior do que a garantia física, dado que as térmicas à biomassa e eólica são totalmente inflexíveis, quando disponíveis (disponibilidade depende integralmente da disponibilidade sazonal de combustível e da intermitência dos ventos).

Para as termelétricas com CVU não nulo, considerando os dois cenários utilizados acima, o termo CEC é positivo quando o valor do CMO é menor do que o CVU declarado, pois a usina não irá gerar a sua flexibilidade e, desse modo, não há custos de geração incorridos pelos consumidores. Nesse sentido, a parcela CEC corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, representando o custo (ou benefício) do consumidor quando a usina não estiver despachada. Já no segundo cenário, em que o CMO é maior do que o CVU, o termo CEC é negativo, e tanto e tanto menor será quanto maior for a disponibilidade e menor a GF.

A parcela GF (MW médios) corresponde à garantia física do empreendimento termelétrico. Por ser o denominador da equação, quanto maior for a GF, menor será o ICB do empreendimento, tornando-o mais competitivo nos leilões. Para cada tecnologia há uma metodologia de cálculo específica, como estabelece a Portaria nº 258/08 do MME. Primeiramente, a quantidade de energia elétrica que o parque gerador pode gerar é simulada pelos modelos computacionais de otimização operativa do sistema, considerando milhares de cenários hidrológicos e as restrições de transmissão das interligações regionais. Após, é feito o rateio da garantia física entre os blocos de oferta hidráulica e térmica e, em seguida, entre as usinas simuladas (incluindo a oferta dos empreendimentos habilitados nos LEN), na proporção de suas respectivas contribuições para o atendimento da carga nas simulações. No caso das hidrelétricas, o rateio da garantir física é feito de forma proporcional à energia firme atribuída a cada usina. No caso das termelétricas com CVU não nulo, a garantia física é definida levando em conta o seu CVU, nível de inflexibilidade e taxa de indisponibilidade.

Em relação às termelétricas com CVU nulo, a Portaria nº 258/08 do MME define que cálculos diferentes para os empreendimentos à biomassa e de energia eólica. Para os primeiros, a garantia é simplesmente calculada através de uma média anual da disponibilidade mensal da usina, descontada do consumo interno e das perdas elétricas da conexão da usina

com o sistema. De forma análoga, a garantia física da eólica também é calculada como uma média anual da disponibilidade esperada da planta, estimada com base na produção anual esperada, com probabilidade de ocorrência de excesso igual ou superior a 90%, descontada das indisponibilidades forçada e programada e da estimativa anual do consumo interno e das perdas elétricas da conexão com o sistema.

Deve-se observar que, no cálculo do ICB, os termos COP, CEC e GF são determinados pela EPE no processo de habilitação técnica em função, essencialmente, de quanto e quando a usina irá gerar ao longo do ciclo de vida do projeto, sendo função da conjunção de parâmetros operacionais, dos custos informados pelo empreendedor e dos cenários projetados para o CMO. Assim, apenas a RF é controlada pelo empreendedor, no momento em que ocorrem nos LEN.

III.5.3 - Nível de Inflexibilidade

A inflexibilidade é o montante, em MW médio, correspondente à declaração de geração de usina termelétrica, considerada para fins de cálculo de sua garantia física e programação eletro energética do SIN. Trata-se de um parâmetro auto declarado pelo agente de geração que participará de um leilão, que se constitui em uma geração mínima da usina.

Nesse sentido, em um contrato por *quantidade*, o vendedor deve entregar ao comprador o montante de energia contratada (percentual da garantia física ou energia assegurada), por sua conta e risco; já num contrato por *disponibilidade*, o agente tem o compromisso de entregar a energia associada à declaração de inflexibilidade (geração mínima), além da energia produzida em virtude do despacho comandado pelo ONS.

De acordo com as regras vigentes do ONS, a parcela inflexível da capacidade dos geradores não é considerada no estabelecimento do CMO e, portanto, na formação dos preços de energia, garantindo que tais restrições não sejam onerosas para o consumidor. As inflexibilidades das usinas termelétricas são declaradas ao ONS, quando da elaboração do Planejamento Anual da Operação e respectivas revisões quadrimestrais, e na etapa de elaboração do Programa Mensal de Operação - PMO e suas revisões semanais. As declarações podem ser revisadas na Programação Diária e, inclusive, em tempo real de operação do sistema pelo ONS, que avalia os valores de inflexibilidade, considerando a otimização eletroenergética do SIN, e pode sugerir ajustes. Ao final de cada ano, o ONS calcula a média dos valores de inflexibilidade verificados nos últimos cinco anos e, caso o

valor obtido seja inferior à média dos valores declarados nesse período, a diferença é considerada como indisponibilidade da respectiva usina, no ano seguinte.

De modo geral, a inflexibilidade de uma térmica é definida por fatores alheios aos critérios operacionais do sistema, como restrições técnicas relacionadas aos equipamentos ou processos da usina, ou cláusulas contratuais relacionadas ao fornecimento de combustível, nas quais a inflexibilidade geralmente corresponde a um consumo mínimo obrigatório de combustível. Tal como ocorre nos contratos de compra de gás natural, as cláusulas de consumo mínimo (*take-or-pay*) e de pagamento mínimo pela reserva de capacidade de gasodutos (*ship-or-pay*) constituem um instrumento financeiro que obriga o gerador térmico a comprar um volume mínimo de gás natural, a fim de reduzir a volatilidade da remuneração do produtor.

Até 2011, os níveis de inflexibilidade das usinas termelétricas a gás natural eram livres. Contudo essa norma foi alterada pela EPE devido aos riscos de desotimização do sistema imposto pelas térmicas com alto nível de inflexibilidade, no qual o ONS acaba queimando gás e vertendo água em anos úmidos. Ademais, como mencionado no capítulo I, a Petrobras vinha realizando atividades de discriminação de preço contra seus concorrentes nos LEN. Atualmente, a EPE estabelece o limite máximo de inflexibilidade de 50% às usinas termelétricas que desejam participar dos LEN, ou seja, não é possível obter garantia de despacho para mais de 50% da potência da térmica.

III. 5.4 - Preço Teto

Os leilões foram instituídos como instrumento promotor de eficiência na expansão do sistema elétrico brasileiro, através da competição entre geradores pelo mercado futuro das distribuidoras. Os leilões tem como objetivo assegurar o atendimento total da demanda de energia ao menor custo, ou seja, o critério de menor preço por MWh é utilizado para definir as empresas ofertantes vencedoras até que a demanda total do *pool* comprador seja atendida. Além das forças de mercado atuantes nos leilões, o governo utiliza o preço-teto como mecanismo para controlar as escaladas de preços ao consumidor final e promover a modicidade tarifária.

Os preços-tetos são calculados pela EPE, aprovados pelo MME e estabelecidos na publicação do edital do leilão pela ANNEL, sendo definidos para cada tipo de energia fornecida, segundo sua fonte (hidráulica, térmica, eólica, biomassa, solar). Em outras

palavras, a cada certame, o regulador estabelece os preços de referência para cada fonte de energia (autorizada, previamente, a participar do leilão). Após o procedimento de licitação, vende energia quem oferecer os preços mais baixos em relação ao preço-teto estabelecido (maior deságio). Conforme será visto adiante, o exame dos leilões de energia realizados no Brasil revela que, havendo diversos concorrentes habilitados a participar no leilão, a pressão concorrencial tem sido eficaz para disciplinar os preços dos empreendimentos contratados.

III. 6 – Conclusões

O setor de energia elétrica corresponde a um setor chave de infraestrutura no processo de desenvolvimento da economia brasileira. Nesse setor, o modelo de monopólio estatal verticalizado foi, por muito tempo, eficaz no que se refere à expansão da oferta; no entanto, sinais de esgotamento surgiam, no final da década de 1990, principalmente, no que diz respeito às suas formas de financiamento de investimentos e eficiência operativa, culminando na crise de suprimento de 2001.

Hodiernamente, após duas reformas setoriais, diferentes formatos organizacionais podem ser identificados no novo modelo do setor elétrico brasileiro: a coordenação hierárquica da operação pelo ONS, um mercado *spot*, uma estrutura trilateral de comercialização baseada na realização de leilões regulados e contratos bilaterais de longo prazo, com vistas à compatibilização dos investimentos com o desenvolvimento da competição no setor. Uma estrutura assim configurada pode ser enquadrada como governança híbrida, onde as formas semi-fortes dos atributos de governança devem predominar (MÉNARD, 2010). O conceito de estrutura de governança é, assim, um aspecto central para o entendimento da evolução do desenho regulatório da indústria elétrica brasileira, discutindo a eficácia das diversas opções de governança implementadas (SANTANA & OLIVEIRA, 2000, p.167).

Os leilões são instrumentos de contratação de energia que correspondem a uma forma de gestão intermediária entre a centralização do monopólio e a descentralização da livre concorrência, permitindo, por um lado, a expansão do parque gerador a partir de contratos de longo prazo combinada com busca por eficiência, descentralização dos riscos e diversificação da matriz e, por outro lado, sua efetivação de acordo com a coordenação do Estado. Entretanto, embora os planejadores defendam que a competição *pelo mercado* determina a

expansão do parque gerador, na prática, mecanismos regulatórios permitem orientar a expansão da matriz de geração, condicionando a competição entre as tecnologias.

Nesse sentido, embora a sistemática de leilões de energia promova a expansão da oferta de energia *pari passu* ao crescimento da demanda, a sua realização é marcada por elementos regulatórios complexos ou discricionários, o que promove alto grau de incerteza quanto às fontes que poderão ser habilitadas e à competitividade de cada alternativa tecnológica, numa indústria cuja natureza incorpora ativos específicos e necessita de vultosos incentivos para estimular os investimentos responsáveis pela expansão da matriz de geração. A seguir, o estudo prossegue visando interpretar como os elementos regulatórios traçados acarretam em custos de transação nas interações comerciais e na coordenação dos investimentos para expansão da geração térmica a gás no país.

CAPÍTULO IV – BARREIRAS REGULATÓRIAS AOS INVESTIMENTOS EM TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

IV. 1 - Introdução

Conforme foi discutido em páginas anteriores, a organização das transações no setor elétrico brasileiro envolve mecanismos contratuais que se distanciam da organização produtiva em setores regidos apenas pelos preços de mercado, incluindo, para a maioria das transações, relações contratuais de longo prazo, nas quais as partes firmam contratos delimitando os termos de troca para transações. De acordo com a ECT, três características das transações devem ser analisadas como fontes de custos de transação: incerteza, frequência e especificidade de ativos. Além disso, as características de conduta oportunista e de racionalidade limitada dos agentes econômicos são de grande importância nesta análise. Dessa forma, a presença desses fatores confere, naturalmente, grande complexidade para a articulação das transações entre as interfaces da indústria de eletricidade brasileira.

Entretanto, existem ainda fatores regulatórios que tornam o processo de coordenação dos investimentos em projetos termelétricos a gás natural ainda mais problemático. Diante disso, o objetivo deste capítulo é interpretar os problemas de coordenação das relações econômicas associadas à geração termelétrica a gás natural através da ECT e elucidar as barreiras regulatórias ao investimento nesses empreendimentos à luz desta teoria. Para tanto, o capítulo demonstra a aplicação desse marco teórico sobre as regras de leilão apresentadas no último capítulo, evidenciando como os custos de transação podem representar um componente decisivo nesse processo. A questão que se coloca é por que os mecanismos regulatórios analisados não são suficientes para que os agentes se ajustem de forma descentralizada? Antes, contudo, será apresentada a evolução da matriz de geração do SIN, sob a sistemática de leilões, confrontando o parque selecionado ao atual cenário do setor.

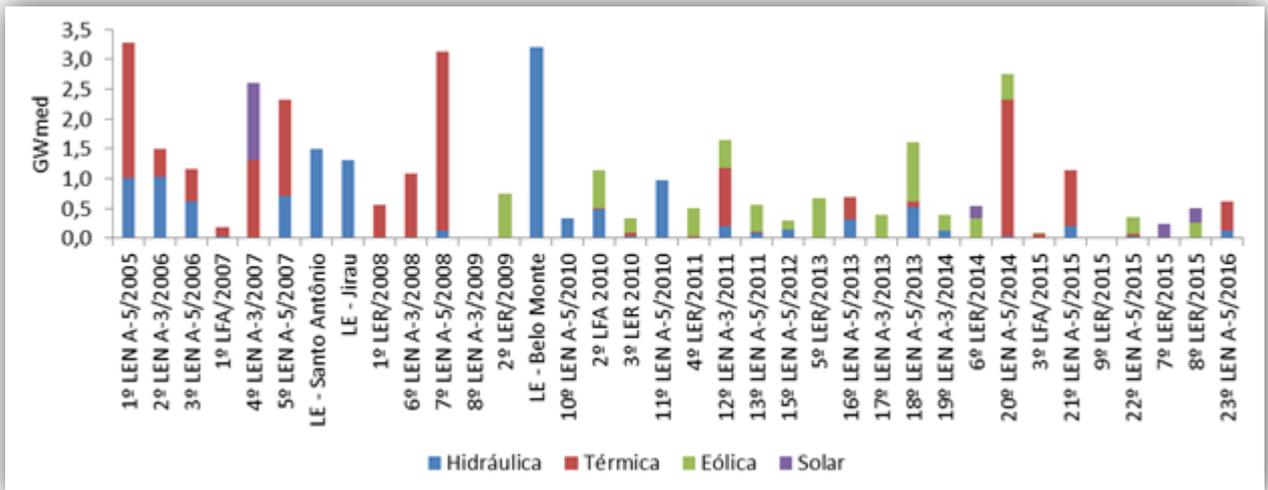
IV. 2 – A Expansão do SIN Selecionada pelos Leilões

Desde 2004, quando recebeu da ANEEL a atribuição de operacionalizar os leilões de contratação de energia no ambiente regulado, a CCEE já realizou 51 certames⁴⁹, nos quais o perfil

⁴⁹ Excluem-se os 9º LEN A-5, 14º LEN A-3 e 16º LA, que foram cancelados. Inclui-se o 1º CER, de Angra 3.

do parque gerador brasileiro foi consideravelmente afetado, ainda que tenha permanecido preponderantemente hídrico. A Figura IV.1 apresenta a garantia física adicionada em todos os LEN, LER, LFA, e LE já realizados, totalizando cerca de 38 GWmed. Desse montante, cerca de 60% advém de fontes renováveis (hídrica, eólica e biomassa).

Figura IV. 1 – Energia Nova Contratada nos Leilões (2005 Até 2016)



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Como é possível observar, à exceção dos cinco primeiros LEN, dos LEN A-5 de 2010 e dos LE, a fonte hídrica foi pouco contratada ao longo dos certames⁵⁰. Segundo Rego (2012, p.90-91), a falta de competitividade das hidrelétricas é relacionada às dificuldades de obtenção da licença ambiental e ao reduzido preço-teto para o produto quantidade nos leilões. No entanto, a energia contratada nos leilões das usinas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte garantiu participação significativa da fonte hídrica na expansão da matriz de geração.

Os empreendimentos supracitados refletem a tendência da expansão da geração hidrelétrica, concentrada na região Norte e sem reserva hídrica significativa. A maior parte do aproveitamento hídrico remanescente encontra-se na Amazônia, em bacias inexploradas e cujos rios de planície e de vazões muito variáveis são um obstáculo à construção de grandes reservatórios de regularização. Existem ainda resistências devido aos impactos socioambientais decorrentes da inundação de grandes áreas para a construção das barragens. Desta forma, as novas hidrelétricas serão a fio d'água, caracterizadas pela menor regularidade

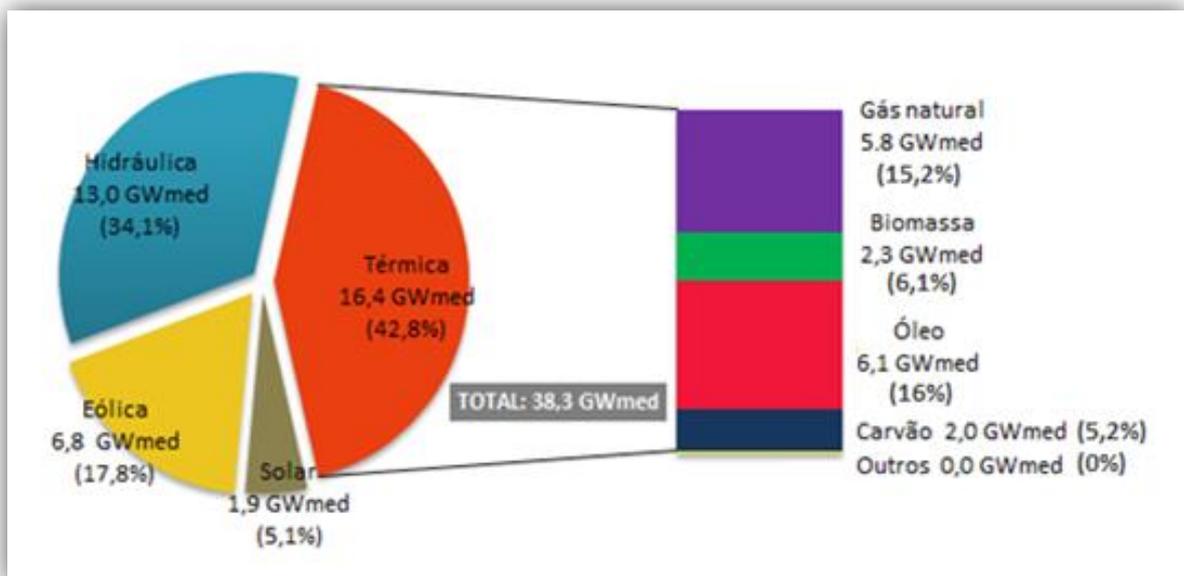
⁵⁰ Nos cinco primeiros LEN, hidrelétricas construídas até 2001, porém ainda descontratadas, puderam ofertar energia. Já os dois LEN A-5 de 2010 e os LE foram restritos à fonte hídrica.

de sua geração, o que se refletirá, em menor fator de capacidade desses empreendimentos e maior intermitência da matriz.

Até 2010 predominou a contratação da fonte térmica nos leilões. Desde 2005, foram contratados 16 GWmed de energia termelétrica. Conforme indicado na Figura IV.2, dentre as fontes térmicas, destaca-se a contratação de plantas movidas a óleo e diesel (6,1 GWmed), seguidas de gás natural (5,8 GWmed), biomassa (2,3 GWmed) e carvão (5,2 GWmed). Considerando que as termelétricas teriam um papel complementar na composição da oferta, os leilões privilegiaram a contratação de usinas flexíveis. A matriz selecionada possui térmicas que são, em sua totalidade, flexíveis e com elevados CVU. A maior parte das térmicas a gás natural contratada também é flexível, porém apresenta CVU menores. A flexibilidade implica em custos operacionais significativamente elevados e pouco contribui para manter os reservatórios hídricos cheios.

A partir de 2010, a fonte eólica tornou-se a tecnologia mais contratada, alcançando 17% na expansão do parque gerador. Ainda com grande potencial a ser explorado, a energia eólica se consolida como líder no processo de expansão por atingir preços bastante competitivos e deve praticamente dobrar sua participação na matriz, passando de 6%, hoje, para 11,6%, em 2024 (EPE, 2014).

Figura IV. 2 – Participação das Fontes na Energia Nova Contratada nos Leilões



*Outros: resíduo de madeira e biogás

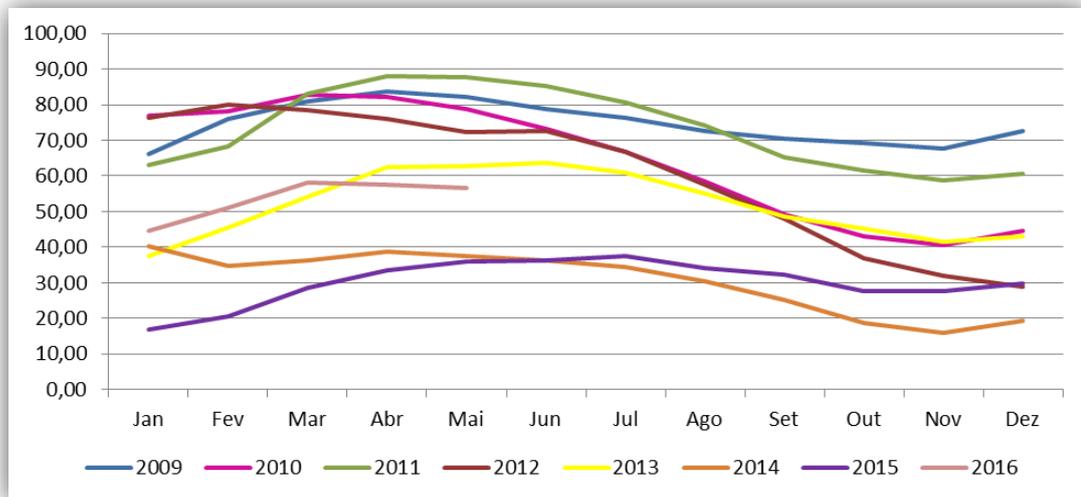
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

A energia eólica, juntamente com a bioeletricidade, diversifica a matriz de geração, em linha com o objetivo do planejador de priorizar a inserção de fontes renováveis, e se configuram fontes de energia complementares ao parque hídrico, sendo referidas como “reservatórios virtuais”, dado que a sua geração poupa a água reservada. As usinas eólicas aumentam a capacidade de atendimento da base da carga. As térmicas a biomassa, predominantemente da indústria sucroalcooleira, são, em sua maioria, inflexíveis, com CVU nulo e cuja disponibilidade de excedentes de energia elétrica apresenta forte regularidade e coincide com os períodos secos.

Pode-se concluir, portanto, que a expansão do parque gerador foi orientada sob um paradigma operativo particular ao sistema elétrica brasileiro, privilegiando a contratação de hidrelétricas, térmicas flexíveis e de fontes complementares ao despacho hídrico predominante, com o objetivo de administrar os reservatórios de modo a minimizar vertimentos e gastos com combustíveis (ROMEIRO, 2014, p.72). Porém, essa expansão da matriz de geração brasileira levou a problemas estruturais de desempenho do sistema de geração, relacionados à perda de capacidade de armazenamento dos reservatórios.

A importância dos reservatórios de acumulação se dá na medida em que conferem segurança e previsibilidade à geração, permitindo que as usinas hidrelétricas atendam a base da carga, ao mesmo tempo em que respondam com rapidez e estabilidade aos picos de demanda no sistema. No entanto, com a demanda ascendente, o aumento da intermitência da matriz e a ampliação do parque hidráulico sustentada quase exclusivamente por usinas a fio d'água, os reservatórios apresentam gradual perda de regularização anual, conforme indicado na figura IV. 3. Em 2001, por exemplo, a capacidade de regularização do SIN era de 6,27 meses. Isso significa que os reservatórios, se completamente cheios, possuiriam energia armazenada capaz de atender à demanda do SIN por esse período, sem a necessidade de geração complementar a partir de outras fontes. Já em 2016, a capacidade de regularização do sistema se contraiu para 4,8 meses. A previsão para 2024 é de apenas 3,35 meses⁵¹.

⁵¹ Apesar do aumento expressivo de 27 GW na capacidade instalada de hidrelétricas, no horizonte decenal entre 2014-2014, o acréscimo da capacidade de armazenamento é de apenas 2,6 GW médios, neste mesmo período, o que corresponde a aproximadamente 1% do total existente em 2015. Os maiores incrementos de energia armazenável ocorrem entre 2016 e 2018, devido à entrada em operação das usinas São Roque, Baixo Iguaçu e Sinop. Por outro lado, o aumento do mercado é de aproximadamente 45% (EPE, 2014).

Figura IV. 3 – Evolução da Energia Armazenada Anual (%)

Fonte: ONS (2016)

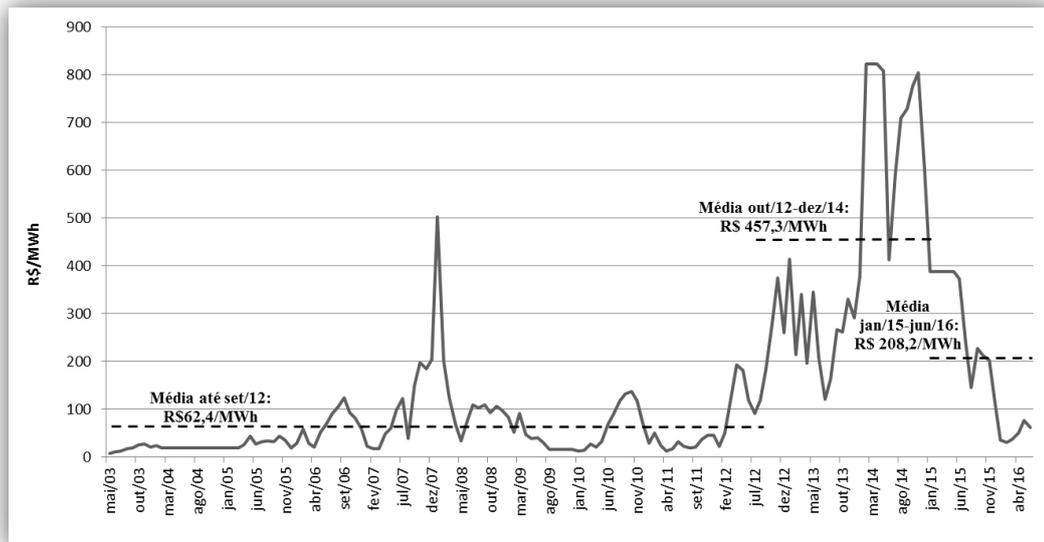
A partir do final de 2012, o deplecionamento dos reservatórios implicou no acionamento contínuo de todo o parque termelétrico, mesmo em situações hidrológicas favoráveis. Em 2013, por exemplo, o acionamento das térmicas durante todo o ano somado à hidrologia próxima da média histórica não foram suficientes para impedir o esvaziamento dos reservatórios. Em 2014, a hidrologia mais severa, mas ainda dentro do histórico de aflúncias utilizado para planejar a operação do sistema, agravou a situação, cuja causa é estrutural.

O processo de perda de regularização do sistema elétrico é um fenômeno particularmente importante, pois, além de reduzir a segurança do atendimento da demanda pelo parque hidráulico, implica em maior necessidade de despacho do parque térmico, concebido para operar apenas esporadicamente e extremamente custoso. O episódio deflagrado no fim de 2012, quando a geração térmica foi maciçamente acionada a fim de poupar os reservatórios, que se encontravam próximos a níveis de risco, ilustra esse ponto. A combinação de esvaziamento acelerado dos reservatórios e acionamento contínuo das térmicas resultou em preços recorde no mercado de curto prazo e pressionou financeiramente geradores térmicos e hidrelétricos e distribuidoras, devido à necessidade de comprar energia a preços elevados no mercado *spot* para honrar seus compromissos contratuais.

A Figura IV.4 apresenta a evolução mensal do PLD médio do submercado SE/CO desde maio de 2003. Até setembro de 2012, o PLD manteve-se praticamente abaixo de R\$ 100/MWh, apresentando uma média de R\$ 61/MWh. A partir de setembro de 2012, observa-se uma forte elevação do PLD, atingindo o valor teto de R\$ 822,83/MWh e a média de R\$

457/MWh, entre outubro e dezembro de 2014. A partir de janeiro de 2015, com a instituição do novo preço teto de R\$388,48/MWh e o gradual desligamento das térmicas, a média se reduziu para R\$ 208/MWh.

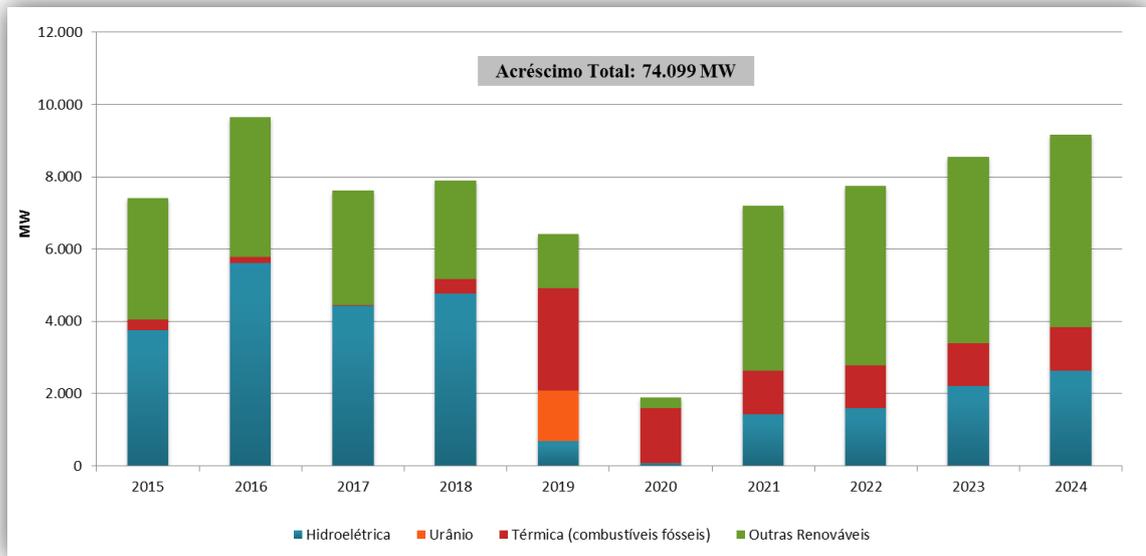
Figura IV.4 – Média Mensal do PLD SE/CO – Maio/03 até Abril/2016



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Apesar do contexto traçado, o planejamento ainda apoia-se na viabilização de grandes hidrelétricas a fio d'água na região amazônica e na penetração significativa de fontes alternativas para suprir o aumento da demanda, mas já aponta maior reconhecimento da necessidade de térmicas. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), a previsão é que seja necessário um acréscimo de 74 mil MW de potência instalada para atender a um crescimento estimado de 3,8% ao ano no consumo de energia, no próximo decênio entre 2014 e 2024. Mais da metade desse total já está contratado e em fase de implantação. A nova oferta de energia será composta, predominantemente, por fontes alternativas (eólica, biomassa e, em menor escala, PCHs), com acréscimo de 34.965 MW, alcançando 27,3% de participação na matriz de geração. Na sequência aparecem as hidrelétricas (27.183 MW) e as termelétricas (10.546 MW), puxadas quase que integralmente por usinas movidas a gás natural. Neste cenário, a potência total de térmicas a gás natural duplicaria em dez anos, alcançando cerca de 21 GW, em 2024, e se firmando como a principal fonte térmica da matriz, responsável por 64% do parque térmico e por 10% da potência total instalada. Térmicas movidas a carvão se expandirão em apenas 340 MW; usinas a óleo, diesel e nuclear não devem ser contratadas.

Figura IV.5 – Acréscimo Anual da Capacidade Instalada por Fonte (MW)



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE

Em resumo, a redução progressiva do horizonte de regularização dos reservatórios hidrelétricos evidencia uma mudança no paradigma da geração do sistema elétrico brasileiro, herdada do século XX. Sob o paradigma anterior, a água armazenada era utilizada como fonte prioritariamente energética, e a operação e a expansão eram guiadas pela minimização de vertimentos e de gastos com combustíveis, o que exigia fontes de *backup*. Com a depleção dos reservatórios, os riscos à garantia de suprimento cria a necessidade de um novo perfil de complementação da geração hídrica, com geração contínua na base do sistema. Como aponta Bicalho (2014), não é mais sustentável que os reservatórios atuem como “a grande linha de sustentação da garantia do suprimento e da modicidade tarifária para toda a demanda” e as termelétricas sejam planejadas para atender apenas a ponta da carga, esporadicamente.

Os reservatórios das hidrelétricas ainda são uma grande vantagem do sistema elétrico brasileiro, pois possibilitam poupar a água e encaixar as renováveis, sobretudo as eólicas, de uma forma diferente no sistema. Entretanto, a recuperação da confiabilidade no suprimento elétrico requer uma complementação termelétrica inflexível, de forma que a oferta de energia não se condicione a fatores climáticos. Ou seja, parte da reserva hídrica passará a ser poupada, exercendo o papel de *backup*, enquanto outras fontes passarão a atender a parcela da carga não suprida, com complementação das renováveis, como eólica, solar, biomassa, e PCHs.

Neste contexto, as centrais térmicas de ciclo combinado movidas a gás natural se apresentam como candidatas favoritas a expandirem o parque termelétrico, pois são menos

poluentes e mais eficientes do que as movidas a carvão ou a combustíveis líquidos. No entanto, estas térmicas precisam ser repensadas, dado que foram pouco contratadas nos leilões, sob a alegação de falta de combustível, além de serem, na média, caras, pois sustentadas por gás importado.

IV. 3 - Custos de Transação e a Relação Contratual de Térmicas à Gás Natural

A necessidade de investimentos em geração térmica a gás natural é tema premente no setor elétrico brasileiro, nos dias atuais. Apesar de avanços recentes, ainda há uma defasagem significativa entre o ritmo da expansão da oferta e o que se demonstra necessário para a garantia do suprimento e da modicidade tarifária, dada as recentes transformações do setor. A expansão da fonte térmica também atende as expectativas de aumento significativo da produção nacional de gás natural, dado que as térmicas são encaradas como âncora do desenvolvimento e da expansão da indústria desse combustível, principalmente em novos mercados regionais (COLOMER, 2011).

A realização desses investimentos depende, em parte significativa, do setor privado, que demonstra ter fontes de recursos e propensão a investir nessa atividade, permitindo uma estreita integração entre estes setores; no entanto, na prática isto não tem ocorrido. Organizados sob a forma de indústrias de rede, ambos os setores guardam características comuns, como elevados investimentos irreversíveis, especificidade de ativos e forte tendência à verticalização; soma-se a isso o ambiente de elevada incerteza que permeia a atuação destes agentes e a necessidade de contratos de longo prazo para viabilizar os investimentos, e o resultado é a presença de custos de transação elevados que influenciam as decisões de investimento dos agentes e determinam, em grande medida, seu modo de organização produtiva.

Segundo a ECT, os problemas associados à organização da atividade econômica são vistos como problemas contratuais, sendo os custos de transação os dispêndios de recursos econômicos para realizar contratos *ex ante* (procura de parceiros comerciais, negociação, etc) e *ex post* (monitoramento, renegociação e adaptação dos termos contratuais). O nível destes custos de transação depende das características das transações: incerteza, especificidade dos ativos e frequência. No que tange à geração térmica a gás natural, o nível de incerteza está intimamente atrelado à integração truncada entre os setores elétrico e de gás natural, no qual o primeiro requer flexibilidade para operação das usinas, enquanto o segundo necessita de

demanda firme para viabilização dos investimentos. Somam-se a isso os diferentes níveis de desenvolvimento e concentração entre os dois setores (GRUDZIEN & SHIMA, 2015).

Nesse sentido, sob a ótica do gerador termelétrico, existe o risco de realizar investimentos em ativos específicos dedicados ao uso de gás natural sem a segurança de fornecimento ao longo da sua vida útil. Além disso, a infraestrutura utilizada para o suprimento do combustível pode se revelar insuficiente, em situações hidrológicas adversas e de intensificação do uso do insumo. A concentração da produção e do transporte de gás nas mãos da Petrobras amplia a incerteza quanto a disponibilidade de gás à geração, uma vez que o setor se torna dependente das decisões da estatal e faltam alternativas de fornecimento do combustível.

O impacto da incerteza se mostra ainda mais relevante para os fornecedores de gás natural, quanto ao nível de uso das térmicas. A construção de um parque de térmicas flexíveis é considerada vantajosa, pois evita vertimentos e gastos com combustíveis; no entanto, a grande volatilidade da demanda de gás gera incertezas quanto à efetiva ocupação da infraestrutura de dutos. Exceto pelo segmento industrial, as demais classes de consumo tem participação na demanda de gás bastante reduzida, dificultando a realocação do excesso de capacidade.

A incerteza no ambiente que rege as transações repercute em maior dificuldade para se estabelecer acordos, especialmente se associadas à especificidade de ativos, conforme o caso analisado, no qual os ativos são comumente caracterizados como específicos, intensivos em capital e de longo prazo de maturação, apresentando grande irreversibilidade (*sunk costs*). Por estas características, trata-se de uma atividade onde os investimentos devem estar pautados por uma expectativa firme de mercado, onde a viabilidade dos investimentos depende da sua interface de transação. Quanto mais ativos específicos envolvidos, menor é a frequência e maior a incerteza quanto às circunstâncias futuras (KLEIN, 2010).

Primeiramente, os ativos utilizados em transações de geração térmica a gás são dedicados à atividade e, muitas vezes, a própria contraparte. Os investimentos em turbinas movidas a gás natural, por exemplo, representam uma forma de ativo dedicado, mesmo que a tecnologia possa permitir a utilização de outros combustíveis, incluindo os custos de mudança de fornecedor (TORRES, 2001, p. 54). Já os gasodutos tem por única finalidade o transporte de gás, e a utilização dos dutos para outros fins não se justifica economicamente, sendo necessários elevados investimentos de adaptação (COLOMER, 2010, p. 45).

As especificidades locacionais são decorrentes tanto da localização como da interconexão dos agentes, resultando em imobilidade dos ativos. Dessa forma, dependendo de onde se decida a construção da central térmica, por exemplo, os custos de transmissão de energia elétrica e de transporte de gás serão diferenciados, bem como as possibilidades de fornecimento do insumo. Os fatos citados por Santos (2001, p.117) se assemelham à situação das termelétricas situadas na “boca do poço”:

“(…) uma termelétrica implantada no Mato Grosso do Sul (MS) estará condicionada ao gás natural trazido pelo GASBOL, enquanto que uma térmica em São Paulo pode também utilizar o gás natural nacional da bacia de Santos e no Rio de Janeiro o gás da bacia de Campos”.

Os investimentos em infraestrutura de gasodutos também são caracterizados pela forte especificidade no espaço, associada ao seu custo de remoção. Ou seja, dada uma decisão *a priori* de investimento, um gasoduto não pode ser utilizado para ligar outras regiões, pois o custo de oportunidade da retirada dos dutos é muito superior ao valor de mercado do material (COLOMER, 2010, p. 45). O incipiente grau de desenvolvimento da malha de gasodutos e dos mercados consumidores, no Brasil, amplia a importância dessa especificidade.

A especificidade temporal consiste na importância da sincronização entre demanda e oferta de gás natural, uma vez que as elevadas economias de escala e as especificidades de ativos associadas à malha de transporte do energético exigem que os investimentos em novos gasodutos ocorram de forma simultânea ao desenvolvimento de demanda. É por esse motivo que o setor termelétrico, comumente, desempenha papel importante para a viabilização da infraestrutura gasífera, seguido de novas oportunidades para a ocupação da infraestrutura.

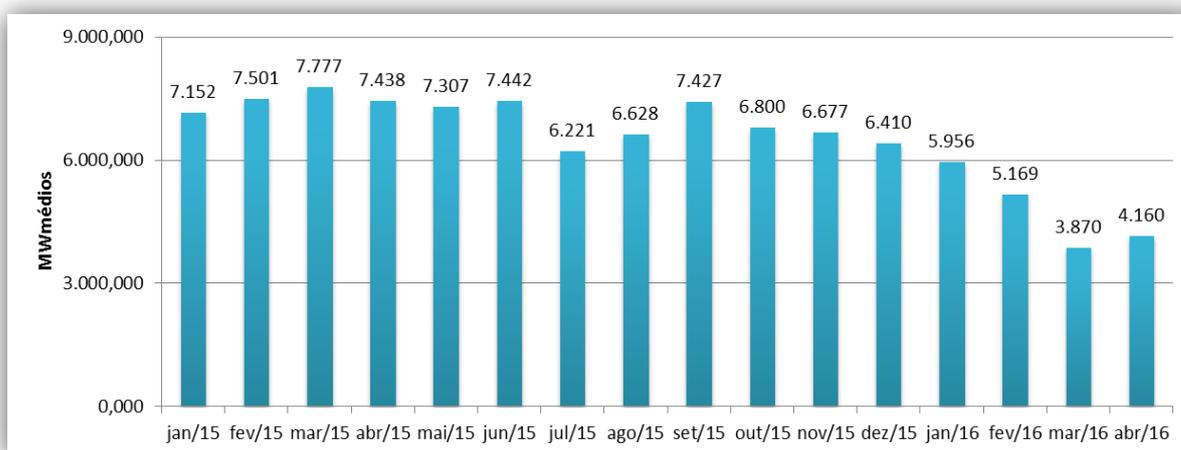
As transações envolvendo ativos específicos coloca os indivíduos em situação de dependência bilateral (*lock-in*). Essa relação é fortalecida pela estrutura de rede, na qual uma ação descoordenada em um dos elos da cadeia produtiva repercute sobre suas interfaces e, conseqüentemente, sobre a gestão e a rentabilidade dos ativos dos demais agentes, bem como em suas decisões de investimento. Perante estes fatores parece claro o risco associado aos investimentos em termelétricas a gás natural; logo, as transações demandam estruturas de governança capazes de promover adaptações cooperativas e articular as decisões de investimento altamente dependentes, na qual se destacam os contratos de longo prazo. Um contrato entre gerador térmico e seu fornecedor de combustível é uma relação de longo prazo que, diferentemente de uma transação *spot*, trata-se de estabelecer complexas estruturas contratuais. Em seguida, serão tratados os custos de transação envolvidos nessa estrutura, associado ao aparato regulatório vigente nos LEN.

IV. 3. 1 - Comprovação de Lastro de Combustível

Conforme apresentado, um pré-requisito para que novos projetos termelétricos possam participar dos LEN é a comprovação de disponibilidade de combustível para operação contínua, ao longo de toda a vigência dos CCEAR. Nesse sentido, os fornecedores de combustível ficam obrigados a comprovarem reservas para atender um grande número de projetos candidatos, independentemente da plausibilidade de sua contratação no leilão. No caso do gás natural, essa responsabilidade recai fortemente sobre a Petrobras.

A regra de comprovação de lastro foi adicionada aos contratos de compra e venda de energia com o objetivo de evitar o risco de racionamento resultante da falta de combustível para alimentar as centrais térmicas. No entanto, o conceito de energia assegurada impõe aos consumidores o risco de não suprimento em 5% das séries hidrológicas. Portanto, a exigência do lastro não removeu o risco do racionamento do sistema elétrico brasileiro. A obrigação de lastro, conforme exigida atualmente, também destoa da realidade operacional da cadeia produtiva do gás natural. Em primeiro lugar, a exigência de comprovação de suprimento de combustível para atender ao despacho térmico permanente a plena potência é inconsistente com o histórico de operação complementar dessas usinas, com o qual o consumo de gás pode não se materializar ou pode ocorrer por vários meses. A figura IV.6 abaixo demonstra a volatilidade da operação termelétrica, nos últimos meses.

**Figura IV.6 – Geração Térmica a Gás Natural
Janeiro/2015 até Abril/2016 (MWmédios)**



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

Conforme afirma De Oliveira (2007, p. 227), "na prática, a cadeia produtiva do combustível utilizado nas térmicas (reservatório, logística de transporte e as próprias centrais térmicas) opera como reservatório adicional dos reservatórios das hidrelétricas". Dessa forma, o despacho esporádico das centras térmicas provoca grande incerteza quanto ao nível da demanda de gás natural e do uso da sua infraestrutura; ou seja, caso um projeto térmico seja contratado, o fornecedor de gás natural comprometerá grandes montantes de suas reservas e de investimentos em ativos fixos com uma demanda térmica muito difícil de concretizar-se. O setor de gás não pode contar com a receita de eventuais vendas, pois, ao deixar de suprir as térmicas nos períodos de hidrologia favorável, os ofertantes deixariam ociosa a sua cadeia produtiva, comprometendo a recuperação dos custos afundados em ativos específicos.

Essa situação pode ser evitada com usos alternativos interruptíveis para o combustível liberado nos períodos hidrológicos favoráveis; no entanto o tipo de contratado, que permite interrupções no abastecimento para priorizar o atendimento às térmicas, somado ao baixo desenvolvimento do mercado de gás no país, impede que o combustível não utilizado pelas térmicas tenha usos alternativos cujo custo de oportunidade iguale ou supere o custo da sua cadeia produtiva. Ademais, a baixa maturidade da malha de gasoduto dificulta essa estratégia, contribuindo para que os investimentos em nova infraestrutura tenha caráter ainda mais específico.

Outro problema é que as atuais regras de comprovação de lastro são incompatíveis com a realidade operacional do setor de petróleo e gás. Um contrato de abastecimento de cerca de vinte anos é inconciliável com o processo de exploração de gás natural, que é contínuo, ou seja, ocorre na medida em que novos campos vão sendo descobertos e desenvolvidos; e oneroso, pois depende de altos investimentos que apenas acontecerão, proporcionalmente, ao necessário para garantir o suprimento dos compradores, ou seja, as empresas fornecedoras só investem na prospecção de novas reservas na medida em que seu mercado consumidor se desenvolve (ALMEIDA, 2010). Esta sincronização entre demanda e oferta provoca forte interdependência entre os atores, na qual a decisão de investir em um segmento depende das expectativas quanto às decisões de investimento em outros segmentos da cadeia produtiva.

No caso do gás associado, caso não haja a possibilidade de estocagem no próprio campo ou subterrânea, não é possível compatibilizar a exigência de despacho do ONS com a curva de produção de petróleo. Adicionalmente, no caso do GNL, o período de sessenta dias entre a decisão de acionamento da termelétrica e seu efetivo despacho deve ser

compatibilizado com a garantia do suprimento por contratos de curto prazo e com os prazos e custos de transporte e processamento.

Portanto, as exigências de comprovação de lastro de combustível se mostram regras muito rígidas frente à demanda volátil de combustível pelas usinas termelétricas. As incertezas quanto ao consumo de gás natural pelo sistema elétrico brasileiro tendem a dificultar o planejamento energético e, conseqüentemente, a inclusão do gás na matriz de geração de eletricidade, frente às possibilidades de aumento da produção nacional do gás natural que se colocam no cenário energético brasileiro. Soma-se a isso a elevada especificidade dos ativos, a baixa frequência das transações e a forte interdependência dos vultosos investimentos irrecuperáveis na cadeia produtiva do gás. Nesse contexto, parecem claros os custos de transação associados aos investimentos em geração térmica a gás natural, bem como a tendência quase natural à integração vertical.

A estrutura verticalizada se destaca como modelo de negócio cada vez mais frequente nas transações entre o setor de gás e geração elétrica, a exemplo do Complexo do Parnaíba, dos recentes projetos térmicos a GNL e até mesmo da usina Baixada Fluminense, da Petrobras. No entanto, a atuação verticalizada da estatal, como observada neste caso, ampliou o ambiente de incerteza aos demais geradores, dada a sua posição privilegiada na indústria de gás natural brasileira e de supridor do combustível para quase todos os empreendimentos térmicos. De acordo com Araújo Jr. (2005), em setores de infraestrutura e indústrias de rede com convivência de empresas verticalizadas e não verticalizadas, as primeiras, em situação dominante, buscam criar barreiras à entrada de concorrentes, a partir de práticas anticoncorrenciais, como a recusa em realizar acordos e a discriminação de preços. Como apresentado no capítulo I, o controle quase total da Petrobras sobre uma estrutura essencial levou a estratégias discriminatórias, impondo danos ao processo concorrencial dos leilões.

Em resumo, apesar dos contratos de longo prazo com cláusulas inflexíveis serem, comumente, apontados na ECT como instrumentos de coordenação eficazes, a sua rigidez aumenta as incertezas quanto aos comportamentos dos indivíduos em conjunturas futuras imprevisíveis. Assim, diante dos fatores identificados nesta análise - incerteza, especificidade dos ativos, frequência das transações, interdependência de rede -, a estrutura hierárquica tem se mostrado uma forma de governança eficiente, pois amplia a coordenação ao longo da cadeia produtiva de geração térmica a gás, a partir de mecanismos de controle mais fortes.

É importante destacar que apesar do arranjo hierárquico ser capaz de conciliar a necessidade de regras contratuais mais flexíveis e a coordenação produtiva, a escolha por este modelo de negócio não resolve, por si só, a questão da inflexibilidade dos contratos, dado que a regra analisada não é definida entre os atores privados, mas imposta por uma terceira parte reguladora. Desse modo, a estrutura hierárquica convive com as mesmas regras contratuais rígidas, não as substitui, mas advém frente à elevada incerteza associada ao despacho térmico, repassada, integralmente, à cadeia de suprimento do gás natural. No entanto, é válido refletir que os recentes modelos integrados verticalmente também possuem limites e que a continuação desse cenário, escalonado pelas regras contratuais rígidas e longo prazo, podem impedir a replicação de negócios como o Complexo de Parnaíba, onde o consumo de gás natural depende, unicamente, da operação do parque térmico instalado na boca do poço.

IV. 3. 2 – Índice de Custo-Benefício (ICB)

Conforme visto, o ICB é o método comparativo, tipicamente utilizado para selecionar os vencedores do produto disponibilidade nos LEN⁵². O ICB constitui um cálculo complexo, dado que é composto por variáveis de difícil mensuração, determinadas por fatores exógenos probabilísticos e altamente voláteis. São exemplos a dependência das estimativas dos custos esperados aos valores futuros do CMO e a complexidade do cálculo da garantia física (GF) para empreendimentos com CVU não nulo, presente no cálculo do ICB. Nesse sentido, a variabilidade dos cenários futuros, decorrente da grande dispersão das afluições, e os modelos econométricos bastante subjetivos, pois simplificam uma realidade altamente complexa, se configuram fontes de incertezas aos agentes na determinação do ICB e, consequentemente no seu nível de competitividade nos certames.

No cálculo do ICB, os termos COP, CEC e GF são determinados pela EPE no processo de habilitação técnica em função, essencialmente, da operação futura da usina. Dessa forma, esses termos são definidos em função dos cenários projetados para o CMO. Conforme visto, o CMO é uma variável estatística, cujo cálculo é definido com base em projeções para diferentes hipóteses sobre as chuvas futuras, para cada subsistema, servindo como referência para o preço da energia. Nesse sentido, o cálculo do ICB depende das projeções das afluições futuras e, mais especificamente, das amostras dos futuros CMO disponibilizadas pela EPE, a

⁵² À exceção do 10º LEN A-5 e do 11º LEN A-5, exclusivos para fonte hídrica, ocorridos em 2010.

partir do modelo NEWAVE, que determina o custo de oportunidade da água retida nos reservatórios e, conseqüentemente, baliza a ordem de mérito do despacho hidrotérmico.

Os CMO são obtidos a partir do resultado do modelo NEWAVE para a simulação da operação mensal do SIN em um período de 5 anos (60 meses), ou seja, considera-se 2.000 cenários hidrológicos mensais equiprováveis de energias afluentes, para os quais são calculados 2.000 valores de CMO para cada mês. Esta simulação, realizada para cada um dos quatro submercados, resulta em 120.000 valores de CMO para cada região. Com base nesses 2.000 cenários mensais equiprováveis, para um dado CVU declarado, o ICB projeta a geração média esperada do empreendimento para cada um dos 60 meses analisados. Deve-se ressaltar que a simulação da operação futura ótima do SIN é realizada com base em outras hipóteses subjetivas, como o risco de déficit do sistema. Ademais, juntamente do CMO, a definição do valor dos termos em perspectiva depende das projeções sobre o CVU e do nível de inflexibilidade declarados pela usina e da geração esperada.

Assim, se o CVU da térmica for superior ao CMO de seu submercado, a sua geração neste cenário mensal será igual a sua inflexibilidade (ou, se for totalmente flexível, não despacha energia). Em ambos os casos o termo COP é nulo e o termo CEC é positivo, e tanto maior será quanto menos inflexível a térmica for. Já quando o CVU é inferior ou igual ao CMO do cenário, a térmica despacha toda a sua disponibilidade. Neste caso, o termo COP é positivo e maior será quanto menos inflexível a térmica for; e o termo CEC é negativo e tanto menor será quanto menor for a GF. Assim:

- i. $CMO < CVU$: térmica despacha sua inflexibilidade: $CEC > 0$; $COP = 0$
- ii. $CMO \geq CVU$: térmica despacha disponibilidade máxima: $CEC < 0$; $COP > 0$

O descasamento das parcelas COP e CEC em relação à operação do SIN, nesse sentido, afeta artificialmente a competitividade das térmicas e cria elevadas incertezas. A simulação realizada pela EPE é pouco aderente aos procedimentos operativos do ONS, uma vez que não leva em conta a curva de aversão ao risco e o nível meta pré-estabelecido para os reservatórios e considera a ampliação da capacidade instalada para fins de cálculo da GF, mas que pode não se concretizar. Desse modo, o cenário de despacho ótimo do sistema muito otimista, subestimando os CMO futuros, se configura um viés de seleção a usinas caras ao consumidor.

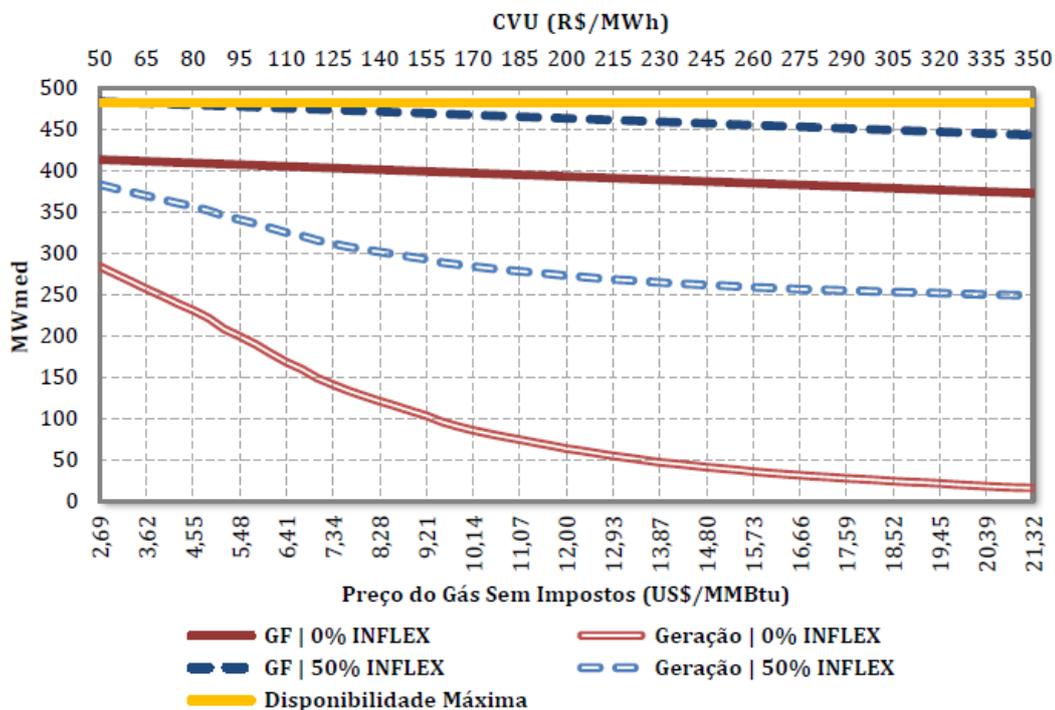
Outra importante fonte de incerteza, na análise do ICB, é o cálculo da GF. A EPE calcula a GF com base nas simulações de operação futura ótima do parque hidrotérmico, descritas acima. Porém, o cálculo para térmicas com CVU não nulo (gás natural, carvão, óleo)

não é trivial, uma vez que a GF de cada empreendimento não é estimada de maneira individualizada, ou seja, não depende unicamente dos parâmetros técnicos da usina em questão, mas de um rateio da contribuição energética entre as usinas simuladas. Dessa forma, além de levar em conta a expectativa dos futuros CMO, a GF é calculada para todo o parque hidrotérmico e só depois é repartida entre as usinas.

Ademais, o cálculo da GF é apontado como principal responsável pelo viés de seleção do ICB, pois a GF das térmicas com CVU não nulo mostra-se elevada até mesmo para as caras centrais térmicas voltadas para o *backup*, o que influencia, por sua vez, o cálculo do ICB (ROMEIRO, 2014, p. 98-103). O principal determinante da GF é a disponibilidade máxima; nesse sentido, quanto menor o CVU declarado, maior será a GF, pois maior será a probabilidade de despacho da usina. Assim, é esperado que térmicas com baixo CVU e/ou com algum grau de inflexibilidade apresentem GF muito mais elevadas que as térmicas com alto CVU; entretanto, não é isso que ocorre, pois a GF mostra-se muito insensível à variação do CVU e, conseqüentemente, à contribuição da geração esperada para o sistema.

A Figura IV. 7 apresenta o comportamento da GF estimada a variações do CVU para uma térmica totalmente flexível e outra com nível de inflexibilidade de 50%. É possível observar que, no primeiro caso, numa variação do CVU de R\$ 50/MWh para R\$ 350/MWh (600%), a geração média esperada cai bruscamente de 15% para 3% em relação à disponibilidade máxima, indo de 283 MWmed para 15 Mwmed, ou seja, um valor quase nulo; já a GF não acompanha esse movimento e mantém-se elevada durante todo o tempo, indo de 413 Mwmed para 372 Mwmed, ou de 85% para 77% da disponibilidade máxima. Para a térmica 50% inflexível, o mesmo aumento do CVU acarreta em queda de 35% do despacho esperado, chegando a cerca de 250 Mwmed, e iguais 8% na GF. Desta forma, térmicas flexíveis com CVU elevado possuem GF semelhante às térmicas com baixo CVU e às térmicas com algum nível de inflexibilidade, pois o principal determinante da GF é a disponibilidade máxima. Em outros termos, a metodologia de cálculo não atribui GF proporcionais ao despacho esperado, privilegiando a capacidade instalada em detrimento da geração efetiva (ROMEIRO, 2014, p. 98).

Figura IV. 7 – Comportamento da GF e da Geração Esperada a Variações do CVU



Fonte: (Romeiro, 2014, p. 98).

No caso das térmicas flexíveis, portanto, a variação do CVU provoca baixa elevação no ICB, devido ao cálculo da GF, que não acompanha proporcionalmente a queda do despacho esperado. Soma-se a isso o comportamento das parcelas COP, CEC e RF, conforme demonstra Romeiro (2014, p. 100): para a mesma variação de 600% do CVU, a elevação do ICB é de apenas 90%, para uma térmica flexível, pois o termo COP, que apesar de variar positivamente ao CVU, tem seu movimento de alta freado pelo efeito da probabilidade de redução do despacho da térmica. Isto é, com o aumento do CVU, o somatório do termo COP em todos os cenários mensais diminui em decorrência da queda da geração esperada, atenuando o aumento do ICB. O termo CEC, no entanto, se eleva, uma vez que a disponibilidade contratada será mais evitada quanto menor for a probabilidade de despacho. Já a RF mantém-se praticamente constante, já que a operação da térmica é variável.

Contrariamente, para as térmicas 50% inflexíveis, a RF tende a acompanhar o crescimento do CVU, o que implica em aumentos do ICB. Isso ocorre na medida em que os contratos de compra e venda de combustível não conferem descontos referentes à parcela de geração inflexível, fazendo com que o custo da parte inflexível também seja dado pelo CVU. Nesse cenário, essas térmicas não podem requerer uma RF muito superior à solicitada por térmicas com elevado CVU e baixa inflexibilidade, voltadas para *backup*. Conforme a Figura

IV. 7 demonstra, as variações no CVU, mostradas no eixo horizontal superior, correspondem a variações no preço do gás natural pago pela térmica, expressos eixo horizontal inferior; dessa forma, o aumento do CVU (preço do gás) implica em elevação considerável dos custos fixos da térmica, inviabilizando a sua competitividade no leilão. Assim, dado o ICB e um nível de inflexibilidade, quanto menor o CVU, maior a RF que a térmica pode requerer no leilão; já para um mesmo CVU (preço do gás), a inflexibilidade aumenta o ICB.

Nesse sentido, o ICB incorre em viés de seleção em favor de térmicas flexíveis com elevado CVU, tipicamente usinas movidas a óleo ou diesel, voltadas para *backup*; e tecnologias não despacháveis de CVU nulo, tipicamente eólicas e térmicas movidas à biomassa. Em contraste, térmicas voltadas para a base da geração, que requerem maiores investimentos (RF), mas apresentam CVU relativamente reduzidos, tipicamente movidas a gás natural, são penalizadas no cômputo do ICB. Conforme aponta Romeiro (2014, p. 92), o ICB consolidou a participação da fonte térmica nos leilões, correspondendo a cerca de 60% do total de energia contratado. Dentre as fontes térmicas, óleo e diesel foram os combustíveis mais contratados, apesar de apresentarem alto preço médio nominal; a partir de 2010, a eólica passa a ser a fonte mais competitiva na disputa pelo produto disponibilidade.

Desde 2006, a EPE estabelece um teto ao CVU dos empreendimentos térmicos que desejam participar dos LEN, como forma de reduzir a participação de termelétricas de maior CVU nos leilões (REGO, 2012). No entanto, reduções sucessivas dos valores máximos do CVU nos certames, chegando a R\$ 100/MWh em 2013, não apenas inviabilizou térmicas movidas a óleo e diesel, como comprometeu significativamente a competitividade de térmicas a gás natural (ROMEIRO, 2014, p. 108). Desde 2014, o valor máximo do CVU apresenta acréscimos, alcançando R\$ 250/MWh nos 20º LEN A-5 de 2014 e 23º LEN A-5 de 2016 e R\$ 218/MWh no 22º LEN A-5 de 2015. A discricionariedade do governo aumenta o nível de incerteza aos agentes relacionado aos riscos envolvidos na atividade de geração térmica.

Em suma, a competitividade das fontes é definida com base no ICB, cuja função é comparar custos e benefícios decorrentes da inserção de fontes diferentes na matriz de geração, amparando a concorrência entre elas. No entanto, é possível argumentar que o ICB é uma relevante fonte de incerteza aos agentes, uma vez que seu cálculo é amparado por inúmeros parâmetros discricionários, como: a esperança dos futuros CMO; a metodologia de cálculo da GF; o limite ao CVU; e o nível máximo de inflexibilidade permitido (ROMEIRO, 2014, p. 109). Ademais, o ICB não garante uma competição isonômica entre as fontes, dado que a escolha pela menor razão custo-benefício selecionou, em geral, alternativas capazes de

complementar o despacho hidrelétrico e de favorecer, a priori, a operação ótima, presente e futura, das aflúncias e dos reservatórios. Isto implica em contratar capacidades complementares à fonte hídrica, disponíveis ao sistema nos períodos secos, em detrimento de alternativas inflexíveis substitutas ao despacho hídrico. No entanto, o parque termelétrico selecionado por esse critério não se mostra mais adequado ao problema de suprimento brasileiro. As termelétricas com elevado custo operacional pouco contribuem para manter os reservatórios cheios. Por outro lado, seu despacho nos momentos em que os reservatórios estão vazios implica em custos que não são suportáveis pela sociedade.

IV. 3. 3 - Nivel de inflexibilidade

A inflexibilidade é o montante, em MW médio, correspondente à declaração de geração mínima da usina. De modo geral, a inflexibilidade de uma térmica é definida por fatores alheios aos critérios operacionais do sistema, ou cláusulas contratuais relacionadas ao fornecimento de combustível, nas quais, geralmente, corresponde a um consumo mínimo compulsório usualmente definido em instrumentos financeiros como as cláusulas *take-or-pay*.

Os contratos que possuem cláusulas de *take-or-pay* (*ToP*) tem como objetivo exercer uma garantia contratual ao fornecedor de gás natural a partir da redução de incertezas quanto à demanda futura de gás e, conseqüentemente, da volatilidade da remuneração do fornecedor. Crocker e Matsen (1985) definem a cláusula de *ToP* como um mecanismo de salvaguarda para o fornecedor de gás natural, que dispensa grandes investimentos em ativos específicos e irre recuperáveis no curto prazo. O consumidor do gás é obrigado a comprar um montante pré-determinado, definido como um percentual do total contratado, seja o gás consumido ou não. Assim, o comprador tem menos incentivos a romper o contrato, visto que o custo de não utilização do gás já é pré definido e contabilizado, permitindo ao vendedor responder às flutuações de demanda de curto prazo (HALLACK, 2007, p. 27).

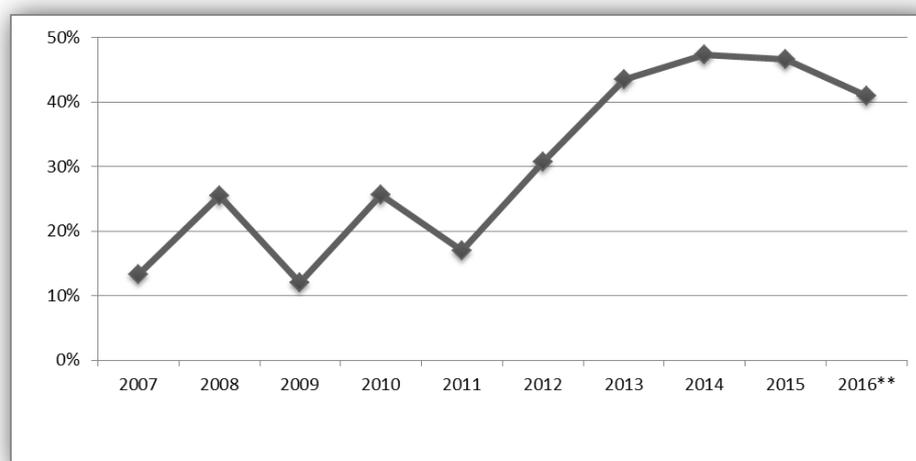
Em contratos de longo prazo - geralmente incompletos -, a necessidade de adaptação a possíveis contingências imprevistas constitui um custo adicional de contratação (KLEIN, 2010) (WILLIAMSON, 1991). Como afirma Williamson (1985), levando em consideração os limites da capacidade cognitiva dos homens e sua tendência ao comportamento oportunista, os contratos de longo prazo necessitam de cláusulas condicionais e salvaguardas que antecipem circunstâncias relevantes no futuro. Nesse sentido, as cláusulas de *ToP* tem a função de

diminuir a incompletude dos contratos, pois conferem uma resolução *ex ante* à possíveis volatilidades da demanda, evitando os custos de renegociação (HALLACK, 2007, p. 29).

A formulação dos contratos e sua implementação, assim como as quebras de contrato e renegociação, representam custos de transação *ex post*, o que diminui a quase renda gerada pelo investimento (MULHERIN, 1986). Desse modo, o uso de cláusulas de *ToP* em contratos de longo prazo é reconhecido como um mecanismo eficiente para disciplinar a interação dos agentes, pois compartilha os riscos financeiros dos ativos específicos e reduz ações oportunistas e o risco de *hold-up*, que conduz sobretudo à ineficiências associadas ao nível inadequado de investimentos realizados pelas partes do contrato (CROCKER & MATSEN, 1985) (OCDE, 2000, p. 10). Apesar da obrigação de consumo mínimo ao comprador, as cláusulas de *ToP* são tidas como instrumentos flexíveis, pois permite que os preços, nas transações, reflitam a oscilações em outros mercados ou outros fatores exógenos. A flexibilidade dos preços seria, assim, uma forma de divisão de riscos às variações imprevistas de curto prazo, sem perder de vista os objetivos de longo prazo (HALLACK, 2007, p. 31-32).

No Brasil, o nível de incerteza sobre as condições futuras de demanda de gás natural é elevado, pois as térmicas são os principais clientes e possuem geração preponderantemente flexível, conforme aponta a Figura IV.8. Essa lógica de operação resulta na subutilização da infraestrutura do gás natural, bem como na remuneração excessivamente variável ao produtor do combustível, incompatível com as condições para viabilização dos projetos de exploração e produção e de transporte de gás natural, que exigem, idealmente, garantia financeira estável para diluir os investimentos em ativos específicos e de longo prazo de maturação.

Figura IV.8 – Consumo de Gás para Geração Elétrica sobre Consumo Total (%)



Nota: inclui consumo direto do produtor.

*Até Março de 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Essa situação é agravada por outros fatores. Em primeiro lugar, no Brasil, parte significativa do gás natural produzido se caracteriza como gás associado, ou seja, é subproduto obtido na produção de petróleo, o que implica um ritmo de produção inflexível e independente da demanda. Além disso, o mercado consumidor pouco desenvolvido dificulta a realização de contratos interruptíveis complementares ao consumo termelétrico. Por fim, a indústria de gás pouco madura reduz as possibilidades de venda para consumidores alternativos e amplia a dependência mútua entre fornecedor e cliente térmico. Ou seja, a substancial especificidade de ativo (dedicado e locacional) acarreta elevados custos de transação associados aos contratos, uma vez que cria uma forte relação de interdependência entre os agentes.

Se por um lado, cláusulas de *ToP* trazem certeza necessária para amortizar o custo relativo à estrutura de suprimento do combustível térmico não utilizado, por outro elas oneram, consideravelmente, os custos das usinas térmicas. Conforme visto, nos leilões de energia, sob as condições da contratação por disponibilidade, há uma relação inversa entre a inflexibilidade da térmica e sua competitividade, em virtude da flexibilidade operativa desejável pelo modelo. O nível de inflexibilidade representam um aumento sobre os custos fixos do empreendimento térmico, pois requer uma receita fixa maior, o que coloca a usina numa clara condição de desvantagem frente às outras mais flexíveis. Ou seja, as cláusulas de *ToP* transformam custos variáveis – precificados pelos seus valores esperados no ICB – em custos fixos – precificados diretamente na receita fixa. Em suma, a volatilidade da demanda térmica leva a utilização de cláusulas de *ToP* pelos fornecedores de combustível, a fim de evitar as incertezas do despacho térmico, o que, por outro lado, aumenta os custos fixos das térmicas que não dispõem de contratos interruptíveis, tipicamente as usinas a gás.

Atualmente, a EPE estabelece o limite máximo de inflexibilidade de 50% às usinas termelétricas que desejam participar dos LEN, ou seja, não é possível obter garantia de despacho para mais de 50% da potência da térmica. No entanto, a cada certame, o governo determina o nível de inflexibilidade permitido aos agentes ofertantes; ou seja, portaria específica do MME define o nível de inflexibilidade permitido de cada produto, e o agente de geração termelétrica declara a sua inflexibilidade de acordo com esse nível previamente definido. Desse modo, a regra de inflexibilidade segue um parâmetro discricionário do regulador, que afeta a competitividade de todas as tecnologias habilitadas a cada leilão, sendo uma fonte de incerteza aos agentes.

Em resumo, em mercados que requerem grandes investimentos em ativos específicos, são necessários compromissos de longo prazo que disponham de mecanismos flexíveis para permitir um ajuste às circunstâncias futuras. Os contratos de longo prazo em que os preços e volumes são especificados *ex ante* permitem atenuar custos de transação e diminuem os riscos de *hold-up* no caso de altos investimentos em ativos específicos; porém, estes contratos trazem rigidez nas operações, dificultando adaptação às variações de mercado. Dessa forma, à medida que os riscos contratuais são colocados, as partes envolvidas na transação possuem incentivos para elaborar salvaguardas (WILLIAMSON, 1985), que tentam diminuir os efeitos negativos da incerteza, pois exercitam previsão viável e introduzem compromissos credíveis a preços pré-acordados, reduzindo os custos de transação. Se, além disso, os agentes são incapazes de atenuar um perigo, podem precificá-lo (KLEIN, 2010).

No Brasil, as expectativas a cerca da demanda das térmicas condicionam diretamente a decisão de investimento na indústria gasífera e o uso de cláusulas de *ToP* que, direcionadas para atenuar o risco financeiro dos produtores de gás natural, podem, por outro lado, criar problemas aos empreendimentos termelétricos devido à rigidez que necessariamente geram. Considerando-se o caso estudado, a flexibilizadade contratual proporcionada pelas cláusulas de *ToP* pode se mostrar limitada para absorver grandes variações de demanda duradouras, factíveis quando o consumo do gás é altamente ditado pela operação de parque térmico flexível (HALLACK, 2007, p.33). Ademais, os níveis de inflexibilidade permitidos aos empreendimentos a cada leilão se configuram mais uma fonte de incerteza nos LEN, especialmente aos agentes da indústria gasífera, quanto ao nível de demanda do combustível.

Dessa forma, a integração truncada entre essas indústrias, representada pelas dificuldades em compatibilizar os altos investimentos em ativos específicos e de longo prazo de maturação para o desenvolvimento da infraestrutura do gás natural e a variabilidade da demanda desse combustível pelo setor elétrico, provoca elevados custos associados à negociação e elaboração dos contratos e à adaptação às contingências futuras. Diante disso, a conclusão muito possível é que os fornecedores de gás não tem disponibilidade para estabelecer contratos com térmicas flexíveis, ou só concordarão em fazer as imobilizações de capital necessárias cobrando preços elevados, que justifiquem assumir os custos de transação *ex ante* e *ex post* verificados. Em outras palavras, os custos de transação se refletem na exigência de taxas de retorno mais elevadas, de forma que o financiamento de novos projetos de geração térmica a gás natural se torna mais improvável.

IV. 3. 4 – Preço-Teto

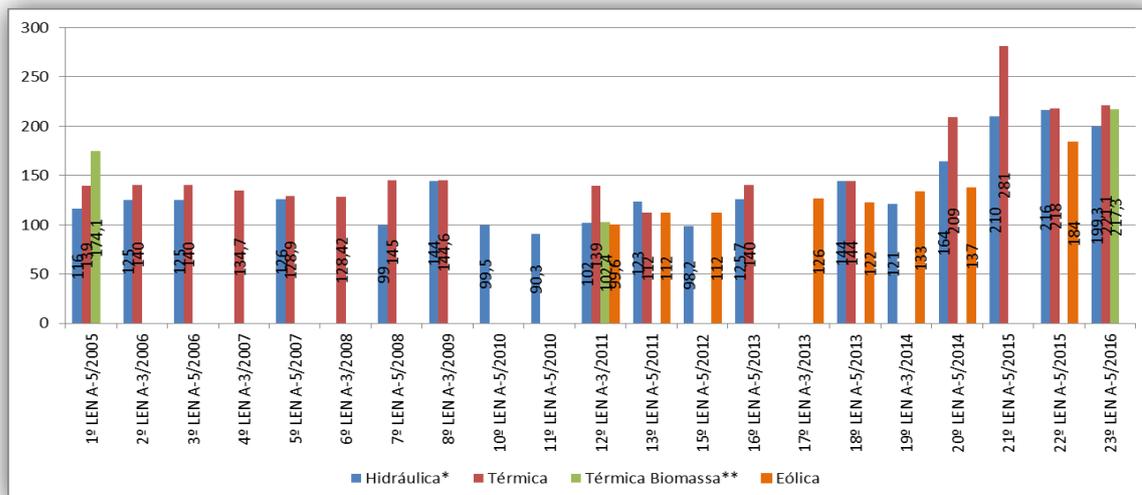
Tipicamente, os leilões de energia elétrica no Brasil promovem a competição *pelo mercado*, na qual potenciais investidores e novos entrantes disputam pelo direito de prover o serviço, pelo critério de menor preço. Um instrumento previsto no arcabouço regulatório dos LEN que permite ao Estado realizar seu papel de planejador é o uso de preços-teto para cada tipo de fonte. A utilização desse instrumento tem o objetivo a modicidade tarifária. Os preços-tetos determinam a taxa de retorno dos empreendimentos, podendo ser mais ou menos atrativos aos diversos agentes econômicos, o que implica no processo concorrencial e nos resultados dos leilões. Nesse aspecto, os preços de referência estabelecidos pelo governo exercem influência sobre o grau de competitividade das fontes de energia.

Preços-tetos artificialmente baixos impõem barreiras à entrada de determinados empreendimentos, uma vez que tem o efeito de reduzir o interesse dos potenciais entrantes aptos a integrar os leilões e, conseqüentemente, o grau de competitividade no leilão - um caso limite é aquele em que o leilão não apresenta nenhum interessado, por causa da inadequação do preço-teto em relação ao nível dos investimentos e custos, ou mau dimensionamento dos riscos. Já preços-tetos elevados tendem a atrair investidores qualificados, que estavam de fora dos últimos leilões, expandindo a concorrência. Nesse cenário, é importante destacar que nem sempre um preço máximo elevado significa tarifa mais alta, pois, ao atrair mais investidores, é assegurada uma concorrência mais vigorosa, podendo-se chegar a preços mais baixos⁵³.

O exame dos leilões de energia revela que a pressão concorrencial tem sido eficaz para disciplinar os preços médios de comercialização. O gráfico IV. 8 a seguir apresenta a evolução dos preços-tetos nos LEN. Verifica-se que o preço da energia comercializada no mercado regulado apresentou quedas para quase todas as fontes até 2013, cumprindo o objetivo de modicidade tarifária. Em relação às térmicas, os preços de referência mais baixos favoreceram a expansão de usinas a biomassa, mesmo nos certames em que a fonte não recebeu teto diferenciado. A partir de então, o aumento da precificação reflete o agravamento da crise energética e a percepção de riscos mais elevados pelos agentes, bem como a necessidade de atrair novas centrais térmicas mais custosas. Destaca-se o pico de R\$ 281/MWh estabelecido para o produto disponibilidade no 21º LEN A-5 de 2015, no qual também foi autorizada a participação de térmicas a GNL.

⁵³ Exemplo disso é o 6º LER de 2015, específico para energia solar no Brasil, que resultou na contratação de 31 projetos, totalizando 890MW de capacidade despachável, ao preço médio de R\$ 215/MWh, com um deságio de 17,9%, um dos preços mais baixos para energia solar no mundo.

Figura IV.9 - Evolução do Preço da Energia nos LEN (R\$/MWh)



Nota: Inclui apenas preços-tetos das fontes contratadas

*Nos casos de preços-teto específicos para cada empreendimento hidráulico, considera-se o mais elevado

**Preço-teto para biomassa diferente do preço estipulado para a fonte térmica

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Em termos de ECT, os preços-teto representam uma fonte de incerteza aos agentes privados quanto às decisões futuras do governo. Para que as empresas estejam dispostas a participar de transações é preciso ter confiança nas instituições regulatórias, cuja função é conduzir estruturas de incentivo para diminuição da incerteza e promoção da eficiência, possibilitando a continuidade dos investimentos. Porém, os recorrentes e imprevisíveis ajustes dos preços-tetos pelo regulador faz com que a competição entre as fontes seja estabelecida de forma discricionária, a cada certame. Ou seja, os empreendedores não tem conhecimento sobre as decisões do governo quanto aos preços de referência nos próximos leilões e, portanto, sobre as futuras taxas de retorno e condições competitivas perante as demais fontes, o que impede o planejamento dos agentes privados para a realização de investimentos.

O problema da incerteza, proporcionada pela discricionariedade nas decisões do regulador, será tão maior quanto à idiosincrasia dos investimentos envolvidos e à incerteza comportamental e do ambiente das transações, fazendo com que os agentes privados não assumam os investimentos ou então o façam em níveis inferiores ao socialmente desejável. Esse problema é agravado nas indústrias de rede, onde os investimentos interdependentes demandam estruturas de coordenação mais complexas, e o retorno dos ativos depende tanto da administração eficiente junto à contraparte, quanto do poder decisório do agente regulador. Portanto, a incerteza das decisões futuras do regulador impede o comprometimento dos agentes nos projetos desse tipo (FARINA *et al.*, 1997, p.60).

É importante destacar que a incerteza a cerca da discricionariedade do regulador não se encerra sobre o preço-teto. Portaria específica do MME define também quais fontes podem se habilitar, o limite ao CVU das tecnologias que disputam contratos de disponibilidade, o nível máximo de inflexibilidade permitido e o percentual mínimo a ser comercializado no ACR. A sistemática dos leilões também pode ser alterada a qualquer momento, embora, até o presente, o desenho (detalhado no capítulo III) não tenha sido modificado. Também não é evidente de que forma a demanda do *pool* comprador é repartida entre os produtos quantidade e disponibilidade (ROMEIRO, 2014, p. 68). Por outro lado, o histórico dos leilões permite também observar uma rigidez dos contratos de longo prazo em relação aos preços-teto, estipulados *ex ante* às transações. Ou seja, uma vez realizado o certame, as definições de preço-teto não são alteradas por renegociações, o que confere maior segurança aos agentes.

Em resumo, os leilões regulados se destacam como principal porta de entrada no setor elétrico, na qual é creditada à competição *pelo mercado* a conformação da matriz futura. De acordo com o caráter híbrido dos leilões, o preço-teto é um instrumento utilizado pelo regulador a fim de complementar o papel da concorrência na busca pela modicidade tarifária, porém com funcionalidade completamente adversa às forças de mercado. A especificação dos preços-tetos delimita as regras e condições de competitividade, gerando barreiras à entrada de agentes nos certames e condicionando as decisões de investimento. Ademais, a discricionariedade quanto aos preços máximos permitidos a cada leilão, junto à falta de indicadores claros sobre as rotas de expansão da matriz de geração, provoca incertezas aos agentes econômicos, podendo ser um inibidor, ao invés de estímulo, para a competição e investimentos. Assim, conforme afirma Romeiro (2014, p. 68), o uso de mecanismos discricionários flagra um caráter determinativo subjacente à concorrência *pelo mercado*, no qual a competição entre as alternativas tecnológicas e a expansão da matriz de geração são moldadas de acordo com as preferências do regulador.

IV. 4 - Coordenação de Investimentos em Geração Térmica a Gás Natural no Brasil: Uma Avaliação

No Brasil, o mecanismo de leilões foi institucionalizado a fim de promover a expansão do SIN e a comercialização de energia elétrica no âmbito do ACR, com o objetivo de garantir segurança de abastecimento e modicidade tarifária. Os leilões podem ser compreendidos como uma estrutura de governança híbrida, entre a centralização do

monopólio e a descentralização da livre concorrência. Neles, as transações de compra e venda de energia são amparadas por contratos de longo prazo, cujas regras configuram a estrutura geral na qual se estabelece a competição entre as fontes alternativas e a manutenção das promessas ao longo do tempo. A elaboração dos contratos convive com a tensão entre a necessidade de operar eficientemente o sistema elétrico e a criação de arranjos que reduzam as incertezas para os agentes ao longo de sua vigência.

No entanto, conforme analisado nesse capítulo, a aparato regulatório dos LEN impõe elevados custos de transação às relações contratuais entre os empreendedores térmicos e seus respectivos fornecedores de gás natural. Conforme a abordagem da ECT, esses custos são provenientes de diversos fatores identificados ao longo da análise, como incerteza, especificidade dos ativos, frequência das transações e interdependência entre as contrapartes. Todos esses elementos são potencializados pela integração truncada entre as indústrias de gás e energia elétrica, além do estágio ainda infante do setor gasífero brasileiro. Neste contexto, a elaboração e o monitoramento dos contratos de longo prazo tornam-se tarefas extremamente difíceis, nas quais os custos de transação fazem com que as atividades tendem a ser regidas por contratos incompletos.

Nesse contexto, é possível observar dois resultados referentes à expansão da geração térmica a gás natural. Em primeiro lugar, os leilões podem conduzir a situações de seleção adversa, a partir da escolha do candidato com menor aversão ao risco sobre as condições futuras de fornecimento dos serviços contratados, ao invés do mais eficiente. A seleção adversa está relacionada à assimetria de informação, bem como à possibilidade de sua manipulação, o que é reconhecido como oportunismo *ex ante*. Isso ocorre porque o agente regulador não dispõe perfeitamente de todas as informações sobre os operadores potenciais que concorrem no processo de licitação. A seleção de candidatos oportunistas traz consigo um maior risco de que eles não consigam cumprir suas expectativas, conforme de fato é possível ser observado no setor. Esse comportamento é facilitado quando a renegociação é viável, e os incentivos dos agentes concorrentes são alterados de forma que foquem ações oportunistas, usando suas habilidades em renegociações *ex post* que, além de custosas, podem configurar um problema de expropriação da quase renda e comprometer a integridade da transação (GUASH, 2004). Em outras palavras, a assinatura de contratos repousa, muitas vezes, sobre hipóteses futuras imperfeitamente calibradas, devido à incerteza e aos investimentos específicos. As consequências de decisões imprecisas são significativas em termos de eficiência dos leilões, posto que o seu sucesso não é medido apenas pelo preço médio ou

quantidade de projetos contratados, mas que estes projetos sejam realmente construídos, entrem em operação e forneçam energia elétrica; e de recursos, levando em consideração que os investimentos possuem caráter de *sunk-costs* e estratégico ao desenvolvimento econômico.

É importante salientar que os problemas contratuais referidos não estão na qualidade do contrato que se oferece para o gerador térmico. Os contratos por disponibilidade são positivos a esses agentes, pois o sistema se compromete em assumir as principais incertezas do negócio, como nível de despacho, preço do combustível e resultado da liquidação financeira no mercado de curto prazo. Pode-se afirmar, assim, que é a qualidade do contrato do ponto de vista do gerador que explica a participação dos projetos térmicos nos leilões. Contudo, o que faz um bom projeto não é apenas as instalações de geração, mas também o contrato de fornecimento de combustíveis, resultando em preços mais baixos e maior eficiência (ACENDE BRASIL, 2016).

Nesse sentido, o problema em torno dos projetos de geração térmica a gás se concentra nos contratos entre o operador da termelétrica e o fornecedor do combustível, no qual, conforme analisado, o desenho contratual empurra riscos da operação do setor elétrico para os produtores de gás natural, aumentando o nível de incertezas para esses atores e sua capacidade de disponibilizar combustível, à preços módicos, bem como monetizar as reservas de gás descobertas. As condições contratuais ruins ao produtor de gás resultam na inabilidade de sustentar projetos de geração térmica a gás, representando uma importante barreira aos investimentos nessa atividade. Em termos da ECT, quanto maior o grau de incerteza sobre a continuidade da relação contratual, especialmente se as transações envolvem ativos fixos, menor o incentivo para investimentos; logo, o domínio dos custos de transação depende da maneira que os agentes administram o tratamento dado aos ativos específicos e compartilham os riscos do negócio.

Em segundo lugar, a integração vertical tem se destacado como a resposta mais eficiente frente à incompletude contratual e aos elevados custos de transação associados à geração termelétrica a gás natural. Esse fenômeno está de acordo com a abordagem da ECT, que afirma que as estratégias hierárquicas configuram uma estrutura de governança complexa, necessárias em situações nas quais a continuidade da transação é essencial (KLEIN, 2010). Suas vantagens decorrem da minimização de problemas de coordenação, expressos em menores custos de transação, a partir de mecanismos de controle hierárquicos, tornando possível o uso de contratos mais flexíveis (WILLIAMSON, 1991, p. 163-164) (PONDÉ, 1993, p. 43). Assim, diante da ausência de regulação que considere, apropriadamente, as

especificidades desta modalidade de geração no Brasil, dificilmente o processo ocorrerá sem a escolha de estruturas de governança hierárquicas para a coordenação de investimentos entre as interfaces produtivas. Conforme observado, sob a sistemática de leilões, a capacidade instalada de térmicas a gás natural aumentou pouco e numa estreita relação com a oferta do combustível, cada vez mais garantida pela tendência de verticalização dos novos empreendimentos. Esse movimento é reconhecido, na literatura de ECT, como o problema de *make or buy*.

Nesse cenário, traça-se a necessidade de revisão do aparato regulatório setorial com o objetivo de reduzir os custos de transação. A escolha de investidores mais eficientes nos leilões perpassa a necessidade de contratos mais completos, que estimulam ações cooperativas entre agentes interdependentes e que necessitam atuar de forma coordenada, sobretudo no tocante a decisão de investir em ativos específicos. O aprimoramento das regras poderia, simultaneamente, contribuir para guiar a escolha tecnológica na expansão do parque termelétrico por rotas mais eficientes do ponto de vista tanto do setor elétrico como do setor de gás natural, ajudando a administrar os riscos de abastecimento e viabilizar as “âncoras” para o desenvolvimento da indústria gasífera.

CAPÍTULO V – PROPOSTAS DE APRIMORAMENTOS PARA A COMPETITIVIDADE DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL

Conforme discutido, diferentes ferramentas regulatórias relacionadas ao setor de eletricidade brasileiro são responsáveis por não permitir a expansão sustentável da geração térmica a gás natural no país. A regulação vigente na sistemática dos Leilões de Energia Nova (LEN), além de extremamente complexa, revela-se inadequada à atual realidade dos setores de eletricidade e de gás natural. Assim, pode-se afirmar que o país vislumbra um grande desafio para assegurar as condições institucionais compatíveis com o fomento de grandes volumes de investimentos na expansão de uma geração mais apropriada para atender às atuais necessidades do país.

Este capítulo tem o objetivo de apresentar e discutir algumas políticas públicas orientadas à revisão da sistemática dos LEN e à remoção das barreiras à competitividade da geração termelétrica a gás natural identificadas no capítulo anterior. As diretrizes abordadas são:

- Orientação de termelétricas para a base da curva de carga;
- Alteração da metodologia de comprovação de reservas de gás natural;
- Introdução de planejamento determinativo;
- Mudanças no cálculo do ICB; e
- Integração dos planejamentos energéticos de longo prazo.

V.1 - Orientação de Termelétricas para a Base da Curva de Carga

Tradicionalmente, no sistema elétrico brasileiro as térmicas são consideradas vantajosas somente quando usadas na ponta da curva de carga, para evitar vertimentos e gastos com combustíveis fósseis desnecessários. No entanto, há uma crescente percepção acerca da mudança estrutural do perfil da matriz elétrica brasileira, sinalizando possíveis riscos à garantia de suprimento, devido à perda de regularização da capacidade dos reservatórios. Com isso, a participação das termelétricas se impõe não apenas como fonte de *backup*, mas também como fonte firme para geração na base. Em outras palavras, a tendência é de que seja necessário o despacho de geração térmica acima das inflexibilidades declaradas pelos agentes, de acordo com a severidade do deplecionamento dos reservatórios.

O ONS (2013) calcula que para manter o grau de regualrização dos reservatórios em 5,4 meses até 2017, seria necessário expandir a energia armazenável máxima em 16%, acrescentando 47,7 GWmed aos reservatórios. Com uma expansão inflexível, seria necessário a instalação de 2,1 GWmed em 2014 a 8,8 GWmed em 2017 – se proveniente apenas de parques eólicos, a necessidade de capacidade instalada adicional seria de 29.342 MW; já, se a proveniente de térmicas convencionais, bastariam 9.781 MW. Pode-se observar assim, a importância das termicas inflexíveis para atunear a redução do grau de regularização do SIN, dadas as restrições à construção de novos reservatórios e as diferenças significativas de necessidade de potência instalada nova dependendo da fonte.

Este cenário levanta a discussão da necessidade de se incluir as usinas a gás natural na base do sistema – mais vantajosas por serem menos poluentes e, em ciclo combinado, mais inflexíveis e eficientes. Adicionalmente, térmicas inflexíveis poderiam equalizar a integração truncada entre as indústrias de eletricidade e gás natural, levando a contratos mais vantajosos com os fornecedores do combustível. Conforme afirma Almeida (2010), atualmente, o arcabouço regulatório do setor elétrico não viabiliza o aproveitamento de reservas de gás natural com uso exclusivo no setor elétrico. Para que as termelétricas possam ser um mercado importante para ancorar o desenvolvimento da indústria gasífera será necessário redefinir a forma de operação destas térmicas no setor elétrico brasileiro.

Dessa forma, mostra-se fundamental a seleção, nos próximos LEN, de termelétricas inflexíveis, com custos de operação moderados e menores incertezas de suprimento de combustível. Por conta disso, orientar as térmicas para a base de geração exigirá mudanças tratamento da inflexibilidade contratual de CCEAR por disponibilidade envolvendo usinas a gás natural. Em outras palavras, seria necessário estender os critérios atualmente permitidos, pois quanto maior o nível de inflexibilidade da usina, maior será o montante de energia a ser entregue pelo vendedor, dado que, independentemente do fato de a usina ser ou não despachada por ordem de mérito de preço, existe a obrigação de gerar energia no montante da inflexibilidade declarada.

V.2 - Alteração da Metodologia de Comprovação de Reservas de Gás Natural

As regras que dão contorno a exigência de comprovação de lastro de gás natural para o atendimento dos contratos de energia vinculados a geração termelétrica se desdobram como um dos principais desafios à promoção da competitividade de projetos termelétricos a gás nos

LEN, uma vez que a metodologia vigente tem se mostrado incompatível com o *modus operandi* do setor de gás natural. Atualmente, o impasse provoca um gargalo no fornecimento de gás natural, impedindo a sua participação na expansão do parque gerador brasileiro.

Conforme discutido, os dispositivos regulatórios de comprovação de lastro de gás para a geração termelétrica prezam pela garantia de suprimento de energia elétrica. Para lidar com tais riscos, o termo de compra e venda de combustível deve conter compromisso de abastecimento de gás por um período de cerca de quinze anos, conforme observado nos últimos Leilões de Energia, e cobrir a demanda relativa ao pleno despacho termelétrico, em todo o horizonte de contratação de energia. Soma-se a isso o fato da participação de empreendimentos termelétricos nos LEN serem limitados ao montante de reservas comprovado, restrição que joga aos fornecedores de gás natural a incumbência de selecionar os projetos que receberão os contratos de fornecimento de gás natural.

Nesse sentido, é premente a alteração da metodologia de comprovação de reservas de gás, a fim de promover novas formas de relacionamento entre geradores e supridores de combustível e propiciar a maior participação do gás natural na matriz de geração elétrica⁵⁴. É necessário um equilíbrio sem demandar comprovações que acabam por dificultar a inserção de termelétricas a gás natural, ao mesmo tempo em que permitiria assegurar a confiabilidade do suprimento elétrico.

Como proposta a ser adotada, o trabalho defende a análise dinâmica das reservas de gás natural para o suprimento termelétrico, na qual a capacidade de atendimento seria contemplada numa janela móvel de cinco anos, horizonte equivalente ao utilizado para a tomada de decisões operativas e de expansão do setor elétrico. Assim, a comprovação da capacidade para atendimento ao mercado seria realizada para os próximos quatro anos à análise das reservas de gás natural, e revisões anuais dos volumes de reservas, sob pena de multa para o caso de descumprimento, incluiriam o quinto ano à análise, mantendo sempre uma comprovação mínima para os cinco anos futuros. Dessa maneira, o empreendedor encarregar-se-á de analisar o risco de mercado da perspectiva de aquisição do combustível, o que não requer a rigidez da predefinição do fornecedor e das condições de aquisição do gás para todo o período de concessão.

A redução do horizonte de comprovação de reservas seria benéfica para o setor de gás natural. A rigidez das condições de suprimento do combustível, envolvendo contratos de longo prazo, é inconciliável com o processo de exploração de gás natural, pois compromete

⁵⁴ As considerações apresentadas a seguir não se aplicam à cogeração.

grandes montantes de suas reservas com uma demanda térmica muito difícil de concretizar-se, comprometendo a recuperação de custos afundados em ativos específicos. O desenvolvimento do setor de gás é um processo contínuo, ou seja, ocorre na medida em que novos campos vão sendo descobertos e desenvolvidos; e oneroso, pois depende de altos investimentos que apenas acontecerão proporcionalmente ao necessário para garantir o atendimento dos compradores. Ademais, a rigidez da oferta de gás decorre, principalmente, dos custos fixos de produção e transporte e do interesse do produtor em manter uma receita estável e, eventualmente, da necessidade de manter determinados níveis de extração do gás, para obtenção dos seus componentes líquidos.

A redução do horizonte de comprovação de reservas para cinco anos, em consonância ao horizonte de médio prazo do setor elétrico para o planejamento da operação, não desmontaria a segurança da capacidade de suprimento do setor. O menor horizonte proposto para a demonstração de lastro de gás natural seria respaldado por ajustes permanentes, ao mesmo tempo em que este mostra-se suficientemente longo para a adequação do setor elétrico a uma possível falta de gás, de acordo com a otimização do despacho hidrotérmico realizada pelo NEWAVE e com o tempo máximo de construção de novas hidrelétricas e termelétricas, que poderiam constituir um reforço, em caso de redução ou término da capacidade de abastecimento previsto para o período.

Outra sugestão seria limitar os empreendimentos termelétricos vencedores ao montante equivalente ao volume de gás natural disponível, retirando o ônus da seleção dos empreendimentos termelétricos aptos a participar nos LEN sobre os fornecedores de gás natural, em cenários de indisponibilidade do insumo para atender a todas as solicitações. A aplicação dessa regra também contribuiria para a maior isonomia na oferta de gás natural e a capacidade de competição dos projetos termelétricos, nos leilões.

Vale destacar o 3º LER de 2015, que apresentou regras mais flexíveis para a comprovação de lastro de combustível, exigindo comprovação para o período mínimo de quinze anos, a ser comprovado no ato de cadastramento, e posterior comprovação do período remanescente, com cinco anos de antecedência (Portaria MME 119/2015). As regras foram mantidas para 1º LEN de 2016 (Portaria MME 382/2015). A nova regra para lastro de gás natural é, sem dúvida, um passo importante tomado pelo regulador em direção à promoção das térmicas a gás nos leilões, embora a redução para quinze anos seja uma exigência ainda muito restritiva.

V.3 – Planejamento Determinativo

O planejamento da expansão do setor elétrico é apresentado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), elaborado pelo Ministério das Minas e Energia, em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética. O PDE tem, em geral, caráter indicativo, apontando informações técnicas das fontes de energia e da evolução na matriz elétrica. O planejador também dispõe de instrumentos determinativos capazes de viabilizar projetos específicos e guiar, de certa forma, a rota de expansão do parque gerador, de acordo com o seu papel de mapear os recursos energéticos mais promissores para atender ao crescimento da carga, numa perspectiva econômica, social e ambiental, sendo os leilões os principais instrumentos utilizados para coordenar essa expansão.

A Lei nº 10.848/2004, adicionou ao rol de prerrogativas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a possibilidade de: “indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham à assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico” (inciso VI do Art. 2º da Lei nº 9.478, de 1997). Neste caso, são promovidos leilões específicos para a contratação de energia, como os leilões estruturantes; leilões de fontes alternativas, para impulsionar novas renováveis; e leilões de reserva, também utilizados para promover fontes específicas.

Desse modo, a segmentação da oferta a partir de um leilão exclusivo de térmicas a gás natural é uma solução a investigar. A vantagem percebida seria a criação de uma ligação entre o planejamento e a licitação. Assim, o planejamento dos leilões deve se tornar um aspecto central do planejamento decenal - logo, é importante a explicitação precisa das diretrizes da política de expansão adotada, o que permite apresentar as tendências de expansão futura da matriz elétrica e suplantando o elevado grau de discricionariedade a cada leilão; e a definição, com antecedência, do cronograma de realização dos certames e, com isso, superar cenários de incertezas, viabilizando o aproveitamento das oportunidades de investimentos.

V.3.1 – Leilão Estruturante

Nos leilões estruturantes, são determinados a priori fatores específicos do projeto de geração, tratados como obrigatórios aos empreendedores que disputarem a sua concessão, como a localização das futuras usinas, presente no estudo de viabilidade, e os estudos para a

expansão conjunta de geração e transmissão, permitindo o aproveitamento de economias de escala e escopo que minimizem o custo total da expansão.

Até os dias atuais, foram realizados três leilões de projetos estruturantes: UHE Santo Antônio (2007); UHE Jirau (2008); e, UHE Belo Monte (2009) - nota-se, portanto, que apenas potenciais hídricos foram apontados como prioritários, apesar de não haver restrições legais sobre os empreendimentos que podem ser reconhecidos como tal. Desse modo, o trabalho propõe a realização de leilões estruturantes de térmicas a gás natural, dado o seu caráter estratégico na expansão do parque gerador.

Nesse contexto, uma *térmica estruturante* deveria, primeiramente, ter operação direcionada para a base da geração, a fim de poupar reservatórios e garantir o abastecimento. A térmica deveria operar a gás em ciclo combinado, por ser menos poluente do que o carvão e os combustíveis líquidos e mais eficiente - o maior custo de capital encontraria lógica econômica mediante o despacho na base. O projeto térmico estruturante contaria também com suprimento baseado em gás natural nacional, recurso que restringe a dependência de gás importado. Assim como os projetos hidrelétricos, a térmica estruturante deve atender às requisições técnicas específicas, como a localização da usinas, ponto de conexão, etc, a fim de atender às necessidades dos setores elétrico e de gás natural, conjuntamente, servindo de âncora para a integração entre eles.

O fator locacional deve possuir caráter obrigatório na contratação, respondendo a uma lógica necessariamente eficiente sob o ponto de vista dos setores elétrico e de gás natural. Sob o ponto de vista elétrico, a térmica poderia ser construída próxima dos centros de carga, incorrendo em custos menores de transmissão; adicionalmente, sob o ponto de vista do setor de gás, a localização deve favorecer o desenvolvimento da rede de gasodutos, ancorada pela operação inflexível da usina térmica. Assim, a determinação do fator locacional se mostra fundamental a um projeto estruturante, uma vez que compatibiliza a demanda térmica e a cadeia de produção do gás, permitindo o maior aproveitamento do recurso, e determina a configuração física dessas indústrias, além dos aproveitamentos de economias de escala e escopo.

Nota-se que o leilão determinativo de térmicas a gás natural lida com desafios importantes referentes à averiguação da possibilidade de realização dessa proposta. Em primeiro lugar, a atual oferta restrita de gás doméstico dificulta a realização do empreendimento térmico estratégico. Além disso, a premissa da contestabilidade, no mercado regulado, influi sobre a determinação do preço do gás natural, que deve passar por um leilão ou se basear em um valor de referência. Nesse sentido, o preço do gás natural deve se mostrar

competitivo frente ao GNL importado e não pode ser muito superior ao das demais fontes energéticas. O mesmo desafio se coloca para o projeto térmico, em relação às demais fontes, sendo necessário equilibrar a especificação de forma precisa e a competição pelo mercado, evitando descontrolar os preços ofertados.

Devem-se destacar, novamente, os avanços promovidos no 9º LER, também denominado “3º LER de 2015”. O 3º LER de 2015 esboça a proposta de um leilão estruturante específico para termelétricas a gás natural, para início de operação em janeiro de 2016. Tratou-se do primeiro LER para a comercialização de energia advinda, exclusivamente, de empreendimentos termelétricos a gás natural, inclusive em ciclo combinado, na modalidade por disponibilidade de energia, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2016 e prazo de suprimento de vinte anos. Segundo o edital, os empreendimentos deveriam ser conectados no submercado Sudeste - Centro Oeste, tratando-se, assim, de um leilão regionalizado (Portaria MME 119/2015). Nota Técnica Conjunta da EPE e do ONS ficou responsável pela indicação dos pontos de conexão da usina na rede básica para cadastro dos empreendimentos. Já a Nota Técnica Conjunta da EPE, do MME e da ANP apresentou a indicação dos pontos de entrega de gás natural com capacidade passível de ser utilizada para o atendimento de demanda termelétrica. Entretanto, devido ao seu caráter emergencial, o prazo excessivamente curto para a conclusão de novos projetos térmicos impediu a realização de ofertas.

V.3.2 – Leilão de Energia Reserva

Os Leilões de Energia de Reserva (LER) são realizados para a contratação de energia destinada a aumentar a segurança do SIN, a partir da oferta de energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim - seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. (Decreto nº 6.353/2008). Dessa forma, o termo energia de reserva não tem a conotação tradicional de energia que funcione como *backup* do sistema. Os LER tem o objetivo de atender a uma estimativa de demanda futura das concessionárias de distribuição, criando vínculos entre a oferta futura e a previsão de consumo via contrato de fornecimento (CASTRO, 2008). Os LER também são instrumentos utilizados para a promoção de fontes específicas, determinando os fatores particulares do projeto de geração a ser contratado. Nesse sentido, o trabalho percebe os LER como mais uma alternativa para implementar a contratação de térmica a gás natural.

A promoção de LER específico para a fonte térmica a gás seria a melhor solução para isolar a fonte da competição das outras, em especial a eólica. O conjunto de especificações para os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de geração no leilão consideraria as propostas abordadas, como comprovação de disponibilidade de combustível para prazos mais curtos e em janela móvel; níveis de inflexibilidade mais reduzidos, orientando a usina para a base da carga; e indicação dos pontos de conexão com o SIN e a malha de gasoduto (localização). Dados os novos incentivos, o *mercado responderia* sozinho a essas transformações.

V.4 – Mudanças no Cálculo do ICB

A perda gradual da capacidade de regularização dos reservatórios hídricos aponta para uma mudança no paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro, na qual será necessário cada vez mais despacho térmico na base para complementar a geração hidráulica. Sob esta “nova” perspectiva operativa, o ICB incorreu em viés de seleção: apesar de a partir de 2010 o ICB tenha possibilitado grande penetração da eólica a preços módicos, o que ainda persiste como um grande desafio para inúmeros países, o ICB favoreceu alternativas que não se revelaram ótimas sob o ponto de vista da modicidade tarifária e da garantia de abastecimento. O despacho contínuo do custoso parque térmico flexível contratado comprometeu a modicidade tarifária e evidenciou a inadequação da matriz selecionada pelo ICB à realidade atual do sistema brasileiro.

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

Nesse sentido, enquadrar o ICB na discussão de escolhas tecnológicas é relevante para se viabilizar os aprimoramentos necessários na rota de expansão do parque gerador brasileiro. Diversos trabalhos apontam o viés de seleção incorrido pelo ICB, como Martins (2008), Veiga (2009), Chipp (2009), Maurer e Barroso (2011), Rego (2012) e Romeiro (2014). É consensual nessa literatura a inadequação da matriz térmica selecionada pelo ICB e a necessidade de mudanças com vistas a expandir a competitividade de térmicas inflexíveis e baixo CVU, em substituição ao despacho hídrico.

Um ajuste da metodologia do ICB que poderia fomentar a competitividade da geração térmica a gás seria a agregação de um conjunto de benefícios da inclusão dessas térmicas ao sistema, evitando-se uma sofisticação desnecessária dos novos sinais. Prandini *et al* (2013) sugere a utilização das seguintes variáveis: redução de perdas técnicas na rede, a partir de metodologia que reconhece os fatores de perda de energia para cada agente do mercado; melhoria da confiabilidade do sistema, que se associa à redução do custo do déficit, calculado por simulações com cada projeto térmico concorrente realizadas por modelos já existentes de otimização eletro energética; e o fator de emissões, que acumularia o valor esperado das emissões de cada projeto por ano, permitindo priorizar novos projetos térmicos que tenham menor nível de emissão. A inclusão dos benefícios apresentados possibilitaria realizar uma escolha mais adequada dos melhores projetos térmicos nos LEN.

V.5 - Integração dos planejamentos energéticos de longo prazo

Os planejamentos de longo prazo dos setores de eletricidade e de gás natural, no Brasil, são descasados e apresentam divergências muito significativas quanto ao papel das termelétricas a gás natural, o que não apenas afeta a sua competitividade, mas também respalda a integração truncada das indústrias em perspectiva. A falta de coordenação entre ambos os setores causa importantes gargalos regulatórios, elevando o risco do investimento tanto no setor elétrico quanto no de gás natural. Ferraro e Hallack (2012) afirmam que a regulação deve buscar a criação de mecanismos alternativos de coordenação que sejam complementares aos contratos, reduzindo os riscos e, conseqüentemente, os custos de transação entre os agentes; nesse sentido, se reconhece o planejamento energético integrado como uma rota importante para reduzir os riscos de investimento em geração termelétrica a gás no país, de modo a construir regras que atendam às especificidades e interesses de ambos os setores.

Conforme visto, o PDE corresponde ao principal documento de planejamento de longo prazo do setor elétrico, realizando projeções sobre os rumos do setor para o horizonte de dez anos, revisadas anualmente. De caráter, em geral, indicativo, o PDE aponta, entre outras informações técnicas, a participação das fontes na expansão do parque gerador e na evolução na matriz elétrica; fatores mais específicos, como localização das usinas, não são considerados.

O Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) é a primeira ferramenta de planejamento centralizado do setor de gás natural, elaborada com o objetivo de identificar alternativas elegíveis para a ampliação da malha nacional de gasodutos. O PEMAT tem caráter determinativo e, portanto, a expansão da infraestrutura de gasodutos segue a confirmação de lastro de demanda ou provocação de terceiros. Desse modo, o plano não prospecta demandas potenciais de capacidade de transporte e, portanto, desconsidera projetos térmicos ainda não leiloados, bem como o seu papel de âncora da expansão da malha de gasodutos.

Nesse sentido, as relações entre o PDE e o PEMAT são determinadas por um círculo vicioso (“problema do ovo e da galinha”), no qual o primeiro não identifica elementos determinativos para expansão térmica, enquanto o segundo, meramente reativo, espera por manifestações mais precisas sobre os próximos projetos. A ausência de uma visão integrada e estruturante tem como consequência direta a prevalência de projetos na boca do poço ou no porto, que não atendem a critérios do setor elétrico e tampouco viabilizam a expansão interiorizada da malha de gasodutos.

A mudança regulatória sugerida, portanto, é a integração dos planejamentos energéticos de longo prazo, com PDE e PEMAT considerando, conjuntamente, aspectos técnicos dos empreendimentos termelétricos, como a localização desejável das térmicas, tanto do ponto de vista elétrico, quanto do ponto de vista da expansão da malha de gasodutos. O PDE poderia determinar as características técnicas para a instalação de novas usinas, enquanto o PEMAT passaria a considerar, com menor nível de incerteza, a expansão térmica que será contratada. A integração PDE-PEMAT é essencial para a construção de um parque térmico capaz de atender às necessidades de ambos os setores, com expansão do gás na matriz elétrica, bem como da malha de gasodutos, interiorizando a oferta e abrindo novos mercados. O planejamento já dá indícios de enxergar esta direção, mas ainda resta reconhecer que o desenvolvimento de uma agenda de políticas positiva ao novo protagonismo do gás natural na matriz energética brasileira requer uma visão estruturante. O desenvolvimento dessa agenda depende de um grande esforço de coordenação institucional para buscar uma convergência entre os diferentes órgãos do governo envolvidos no processo de planejamento energético, levando em conta os interesses dos agentes privados, que, em última instância, mobilizarão os recursos necessários à expansão da geração térmica a gás natural.

CONCLUSÕES

O gás natural se destaca como uma das fontes mais importantes à geração térmica, por ser um combustível que apresenta menor taxa de emissões de gases do efeito estufa em comparação com outros tipos de hidrocarbonetos. Ademais, as termelétricas a gás natural se destacam pela sua elevada eficiência termodinâmica e ampla flexibilidade operacional. Diante dessas vantagens, a convergência das indústrias de gás natural e de eletricidade caracterizou a indústria mundial de energia, nos últimos vinte anos. Com certo atraso, o Brasil seguiu esse movimento. No país, o gás natural foi pouco explorado durante a primeira metade do século XX e, somente após a crise energética dos anos 1990, passou a ser considerado uma fonte estratégica a ser desenvolvida. Assim, se seguiu uma ampliação da participação das térmicas a gás natural no parque gerador brasileiro, sustentada pelo aumento da oferta nacional de gás.

No entanto, a difusão do gás natural na matriz de geração experimentou vários obstáculos e políticas antagônicas de acordo com as diferentes necessidades do setor elétrico. O aumento do uso do combustível em centrais térmicas mostrou-se moderado até o início dos anos 2000, quando teve início o PPT. Após o racionamento, novas políticas promoveram o consumo de gás em setores diversos, mas provocaram déficit de suprimento ao parque térmico, ao qual se soma o problema de abastecimento do gás boliviano. Para garantir o suprimento flexível às térmicas, o Brasil entrou para o quadro de importadores de GNL.

Nos últimos dez anos, sob a sistemática de leilões, o gás natural apresentou fracos avanços na matriz de geração. Atualmente, a contratação de novas usinas a gás natural lida com dúvidas sobre a viabilidade de contratos de fornecimento do combustível, sendo esse o maior problema enfrentado pelos investidores. Nesse contexto, este trabalho buscou investigar o conflito entre a atual forma de organização da indústria elétrica brasileira e as estruturas desejáveis do ponto de vista da coordenação de investimentos em geração termelétrica a gás natural, no qual o foco de análise foi evidenciar como os custos de transação podem se destacar como obstáculos centrais ao desenvolvimento da geração termelétrica a gás natural no país. Nessa medida, conclui-se que a indisponibilidade de gás natural, comumente apontada como principal causa da baixa contratação dessas usinas, é uma realidade na medida em que faltam bons acordos contratuais aos fornecedores de gás natural. Assim, deve-se buscar definir uma estrutura regulatória que incentive a entrada de novos agentes privados em geração termelétrica a gás natural a partir da redução dos custos de transação associados aos contratos de fornecimento desse combustível.

No capítulo I, foi apresentada a evolução da participação do gás na matriz de geração brasileira, bem como as perspectivas de suprimento futuro do combustível e o atual estágio de desenvolvimento da indústria gasífera no país. Políticas antagônicas, a subordinação do setor gasífero às necessidades de curto prazo do setor elétrico e a ausência de consumidores “âncora” para amortizar os elevados investimentos necessários ao desenvolvimento da infraestrutura do gás são apontados como fatores relevantes à baixa diversificação e ampliação dessa indústria. O fraco avanço das térmicas a gás na matriz elétrica, no qual diversos projetos não foram tocados à frente, indicam os riscos em investir nessa atividade.

O capítulo II apresentou a abordagem teórica da Economia dos Custos de Transação, segundo a qual os custos de transação são definidos em função das características ambientais (complexidade, incerteza), das transações (especificidade dos ativos, frequência) e dos indivíduos (racionalidade limitada, oportunismo), e o estabelecimento de estruturas de governança correspondem ao esforço dos agentes econômicos em reduzir os custos relacionados a transações específicas. O capítulo também apresentou as principais características das indústrias de rede, seguidas das singularidades técnico-econômicas da indústria de energia elétrica brasileira, destacando a importância dos contratos de longo prazo na coordenação de investimentos nesse setor.

O capítulo III apresentou, em maiores detalhes, as reformas institucionais realizadas no setor de energia elétrica, que desarticularam estruturas de governança típicas, aumentando as incertezas para as empresas, mas buscou, por outro lado, o aprimoramento institucional, a fim de reduzir os custos de transação emergentes do novo modelo. Destacou-se a introdução dos leilões públicos para comercialização de energia, seguida da apresentação de quatro elementos regulatórios dos LEN como foco da análise desta dissertação: a comprovação de lastro de combustível, a metodologia do ICB, o nível de inflexibilidade e o preço-teto.

O capítulo IV realizou a aplicação do marco teórico sobre as regras de leilão destacadas, evidenciando como os custos de transação representam uma barreira aos investimentos em geração térmica a gás natural. Conforme a ECT, os problemas são suscitados pelo alto grau de especificidade dos ativos envolvidos nas relações contratuais entre operador térmico e fornecedor de gás natural e elevada incerteza, que tornam mais complexa a atividade de coordenar os futuros investimentos. A integração truncada entre os setores e os diferentes níveis de desenvolvimento e concentração contribuem para os elevados custos de transação observados.

O capítulo apresentou a discussão sobre a incompatibilidade em torno da metodologia de comprovação de lastro de combustível, na qual o fornecedor tem comprometidos grandes montantes de reservas e o nível de retorno ótimo à amortização dos investimentos em infraestrutura de transporte, devido a demanda térmica flexível. O uso de cláusulas de *ToP* representa maior garantia financeira ao fornecedor, sendo um mecanismo de redução dos custos de transação, porém encarece e torna menos competitivos os projetos térmicos. A incerteza é presente, além de na imprevisibilidade do consumo térmico, nos parâmetros arbitrários, como as variáveis presentes no cálculo do ICB e os preços-teto.

Diante das características assumidas pelos setores de energia elétrica e gás natural e das distintas expectativas quanto ao papel que as termelétricas devem desempenhar para cada um, é possível afirmar que, a despeito de existir um modelo de governança e um aparato regulatório para a modalidade de geração em perspectiva, eles não tem sido capazes de proporcionar a coordenação necessária a sua expansão, devido aos elevados custos de transação identificados. Compreende-se, assim, a indisponibilidade dos fornecedores de gás em realizar contratos com térmicas flexíveis a preços módicos e, conseqüentemente, a dificuldade dos leilões em atrair bons projetos e a tendência à integração vertical dos agentes.

O capítulo V, por fim, apresentou propostas de aprimoramento das regras de leilão para viabilizar a expansão de térmicas a gás natural na matriz de geração, considerado um movimento estratégico diante das transformações estruturais em curso no setor elétrico e das expectativas de aumento da oferta interna de gás natural. As propostas apresentadas foram a redução do nível de inflexibilidade permitido aos projetos térmicos; a redução do período para comprovação de lastro de combustível e a adoção de metodologia de janela móvel; mudanças no cálculo do ICB; a realização de leilões estruturantes e de reserva específicos para térmicas a gás; e planejamento de longo prazo integrado entre os setores elétrico e gás natural, a fim de viabilizar projetos térmicos estruturantes.

O debate apresentado nesta dissertação está longe de possuir soluções simples e facilmente aplicáveis; entretanto, esclarece a necessidade de compreender o funcionamento do negócio de gás natural, diante das perspectivas abertas pelo Pré-sal e das necessidades de se encontrar meios para obter bons contratos de suprimento às térmicas e de planejar a expansão desse inusmo na matriz de geração. As condições estruturais necessárias ao desenvolvimento de novos investimentos e da comercialização de gás por novos atores, no Brasil, requer um esforço de pesquisa envolvendo profissionais de diversas áreas de conhecimento, atuantes na academia e nas instituições diretamente ligadas ao setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 08 jun. 2016.
- ALMEIDA, Edmar Luiz Fagundes de; COLOMER, Marcelo. **Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.
- ALMEIDA, Edmar Luiz Fagundes de. **A Indústria de Gás Natural no Brasil: os desafios para o novo Governo**. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2010/08/16/industria-de-gas-natural-no-brasil-os-desafios-para-o-novo-governo/>>. Acesso em: 10 jul. 2015.
- _____. **Financiamento do setor elétrico: novamente um gargalo para o desenvolvimento?**. Blog Infopetro, 07 abri. 2014. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/04/07/financiamento-do-setor-eletrico-novamente-um-gargalo-para-o-desenvolvimento/>>. Acesso em: 10 jul. 2015.
- Araújo Jr., J. T. de. **Regulação e concorrência em setores de infraestrutura**. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Altos Estudos (INAE), 2005. Disponível em: <<http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2064724.PDF>>. Acesso em: 9 jul. 2016.
- AZEVEDO, Paulo Furquim. **Integração Vertical e Barganha**. Tese de Doutorado – IEP, Universidade de São Paulo, 1996.
- BALDWIN, Robert; CAVE, Martin; LODGE, Martin. **Understanding Regulation, Theory, Strategy and Practice**. 2nd ed. Oxford University Press. New York: 2012.
- BENHAM, Alexandra, BENHAM, Lee. The Costs of Exchange. *In.*: KLEIN, Peter G., SYKUTA, Michael E (org). **The Elgar companion to transaction costs economics**. Cheltenham, UK, Northhampton, USA: Edward Elgar Publishing, 2010.
- BICALHO, Ronaldo. **A energia elétrica no Brasil I: A Introdução da Eletricidade no País**. 23 ago. 2009. Disponível em: <<http://blogln.ning.com/profiles/blogs/a-energia-eletrica-no-brasil-i>>. Acesso em: 15 dez. 2015.
- _____. **A transição elétrica: muito além da falta de chuvas**. Blog Infopetro, 10 mar. 2014. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/>>. Acesso em: 12 jul. 2014.
- BNDES. **O Setor Elétrico**. 2002. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2015.
- BRAEUTIGAM, Ronald R. **Optimal Policies for Natural Monopolies**. *In.*: SCHMALENSEE, R. and R. D. Willig (ed). Handbook of Industrial Organization. Vol.II. Elsevier Science Publishers, 1989.
- BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm>. Acesso em: 15 jun, 2016.

- _____. **Lei nº 8.987/95, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm>. Acesso em: abr. 2016.
- _____. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm>. Acesso em: abr. 2016.
- _____. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: abr. 2016.
- _____. **Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.** Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/11909.htm>. Acesso em: mar. 2016.
- _____. **Decreto nº 3.371, de 24 de Fevereiro de 2000.** Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm>. Acesso em: 01 dez. 2015.
- _____. **Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.** Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm>. Acesso em: 07 jul. 2016.
- BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022.** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio%20Final%20PEMAT%202022.pdf>>. Acesso em: 27 dez. 2015.
- _____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso em: 03 jun. 2016.
- _____. **Balanco Energético Nacional 2015:** Ano base 2014. Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2015b. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>. Acesso em: 29 dez. 2015.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **InfoMercado**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?aba=aba_info_pld&showFlag=F&_afLoop=26632424610606#%40%3Faba%3Daba_info_pld%26_afLoop%3D26632424610606%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3D1a40u93ono_35>. Acesso em: 05 jul. 2016.

_____. **InfoPLD**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?aba=aba_info_pld&showFlag=F&_afLoop=26632424610606#%40%3Faba%3Daba_info_pld%26_afLoop%3D26632424610606%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3D1a40u93ono_35>. Acesso em: 05 jul. 2016.

_____. **Leilões**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?aba%3Daba_info_pld%26showFlag%3DF%26=&_afLoop=80108952206515>. Acesso em: 08 jul. 2016.

CASTRO, Nivalde J de. **Leilão de energia de reserva: razões, funções e perspectivas**. Revista Brasil Energia, nº 330, pp.89-90. 2008. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/images/infosucro/biblioteca/080526_Castro_LeilaoEnergiaReserva.pdf>. Acesso em: 07 jul. 2016.

CLARA, Yanna. **O Mercado de GNL do Futuro: Risco ou Oportunidade para o Brasil?** Blog Infopetro, 2015a. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/09/21/o-mercado-de-gnl-do-futuro-risco-ou-oportunidade-para-o-brasil/>>. Acesso em: 03 dez. 2015.

_____. **As mudanças no marco institucional do gás na Bolívia e as consequências para o Brasil**. Blog Infopetro, 2015b. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/12/07/as-mudancas-no-marco-institucional-do-gas-na-bolivia-e-as-consequencias-para-o-brasil/>>. Acesso em: 27 dez. 2015.

COLOMER, Marcelo. **Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro**. Tese do Doutorado, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/images/pos-graduacao/ppge/Marcelo_Colomer.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2015.

_____. **O Que Queremos Fazer com o Gás Brasileiro**. Blog Infopetro, 2011. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2011/10/10/o-que-queremos-fazer-com-o-gas-brasileiro/>>. Acesso em: 03 dez. 2015.

_____. **Perspectivas de Suprimento de Gás Natural para o Setor Elétrico**. Blog Infopetro, 2013. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2013/09/02/perspectivas-de-suprimento-de-gas-natural-para-o-setor-eletrico/>>. Acesso em: 03 dez. 2015.

_____. **O Setor Elétrico e as Indefinições da Política de Gás Natural no Brasil**. Blog Infopetro, 2014a. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/06/16/o-setor-eletrico-e-as-indefinicoes-da-politica-de-gas-natural-no-brasil/>>. Acesso em: 03 dez. 2015.

_____. **O PEMAT e os Desafios Relacionados a Decisão de Investimento em Gasodutos**. Blog Infopetro, 2014b. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/11/10/o-pemat-e-os-desafios-relacionados-a-decisao-de-investimento-em-gasodutos/>>. Acesso em: 10 dez. 2015.

- _____. **Agenda 2015-2018 da Indústria de Gás Natural no Brasil.** 2014c. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=hVhp2qYPZ2U>>. Acesso em: 27 nov. 2015.
- _____. **Desinvestimento da Petrobras e Reestruturação da Indústria de Gás no Brasil.** Blog Infopetro, 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/08/10/desinvestimento-da-petrobras-e-reestruturacao-da-industria-de-gas-no-brasil/>>. Acesso em: 03/12/2015.
- COLOMER, Marcelo; HALLACK, Michelle. **The development of the natural gas transportation network in Brazil:** Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments. *Energy Policy* 50: 601–612, 2012.
- CROCKER, Keith J., SCOTT E. Masten. **Efficient adaptation in long term contracts:** Take or pay provisions for natural gas. *American Economic Review*, 75, 1083-1093, 1985. Disponível em: <<https://www.jstor.org/stable/1818647>>. Acesso em: 01 jul. 2016.
- D'ARAUJO, R. P. **Setor Elétrico Brasileiro:** Uma Aventura Mercantil. Série Pensar o Brasil. CONFEA, 2009. Disponível em: <http://www.joinville.ifsc.edu.br/~aryvictorino/leituras_SIP_2011-1/sugest%C3%A3o%20de%20leitura%20da%20aula%206%20-%20setor%20el%C3%A9trico%20brasileiro%20-%20uma%20aventura%20mercantil.pdf>. Acesso em: mar. 2015.
- DE OLIVEIRA, Calos Augusto C. V. N. **O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil:** a abordagem institucional da economia dos custos de transação. Dissertação de Mestrado em Economia, Universidade Federal de Santa Catarina, 1998. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/77570>>. Acesso em: 13 nov. 2015.
- DE OLIVEIRA, Adilson. **Mercado Elétrico: Centralizar a Gestão de Risco?** In.: MOTTA, R. S.; SALGADO, L. H. (orgs). *Regulação e Concorrência no Brasil: Governança, Incentivos e Eficiência*, 2007. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livro_completo.pdf>. Acesso em: out. 2015.
- DIAS, Danilo de Souza; RODRIGUES, Adriano Pires. **A Regulação das Indústrias de Rede:** O caso dos setores de infra-estrutura energética. *Revista de Economia Política*, v. 17, p. 71- 84, 1997. Disponível em: <<http://www.rep.org.br/pdf/67-6.pdf>>. Acesso em: 22 nov. 2015.
- FARINA, E.M.M.Q. **A Reestruturação dos Setores de Infra-estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios:** Princípios Gerais, Características e Problemas. Convênio IPEA /FUNDAP, 1997.
- FIANI, Ronaldo. Teoria dos Custos de Transação. In.: KUPFER, David, HASENCLEVER, Lia (org). **Economia Industrial:** Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2002.
- _____. **Cooperação e Conflito:** Instituições e Desenvolvimento Econômico. Rio de Janeiro: Editora Elsevier – Campus, 2011.

- FIANI, Ronaldo. PINTO JR., Helder Queiroz. Regulação Econômica. *In.*: KUPFER, David, HASENCLEVER, Lia (org). **Economia Industrial**: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2002.
- GOULART, José. **Petrobras cancela acordos com Bertin**. Jornal Valor Econômico, 2011. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/arquivo/889573/petrobras-cancela-acordos-com-bertin>>. Acesso em: 10 jan. 2016.
- GRUDZIEN NETO, Julio; SHIMA, Walter Tadahiro. **Porque é Tão Difícil a Integração Entre os Setores de Energia Elétrica e Gás Natural No Brasil?**: Uma Análise à Luz da Economia dos Custos de Transação. III Semana de Ciência Política, Universidade Federal de São Carlos, 2015.
- GUASH, José Luis. **Granting and renegotiating infrastructure concessions**: Doing it right. World Bank Institute Development Studies. The World Bank, Washington DC: 2004. Disponível em: <<http://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/0-8213-5792-1>>. Acesso em: 20 mai. 2016.
- HALLACK, Michelle C. M. **Mecanismos de Governança do Comércio de Gás entre Brasil e Bolívia**. Dissertação Mestrado em Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Economia, 2007. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/datacenter/ie/pdfs/pos/tesesdissertacoes/Dissertacao_michelle_hallack.pdf>. Acesso em: set. 2015.
- HODGSON, Geoffrey M. **The approach of institutional economics**. Journal of Economic Literature, v. 36, p. 166-192, mar. 1998. Disponível em: <<http://neweconomist.ru/files/Approach.pdf>>. Acesso em: 13 nov. 2015.
- HOFMANN, Ruth M.; PELAEZ, Victor. **A Racionalidade na Teoria Econômica**: Entre Individualismo Metodológico e Estruturalismo. Anais do XXXVI Encontro Nacional de Economia da Associação Nacional dos Centros de Pósgraduação em Economia – ANPEC, 2008.
- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics 2014**. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/keyworld2014.pdf>>. Acesso em: 01 mai. 2015.
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro**: Análises e Recomendações. White Paper nº 7, 2002. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf>. Acesso em: out. 2015.
- _____. **O mercado de gás natural e a geração termelétrica**. White Paper nº 16, 2016. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2016_WhitePaperAcendeBrasil_16_GasNatural_Rev_1.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2016.
- KELMAN, J. (coord.) **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. Brasília, jul. 2001. Disponível em: <http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf>. Acesso em: 17 dez. 2016.

KLEIN, Benjamin. Asset Specificity and Holdups. *In.*: KLEIN, Peter G., SYKUTA, Michael E (org). **The Elgar companion to transaction costs economics**. Cheltenham, UK, Northampton, USA: Edward Elgar Publishing, 2010.

KLEIN, Peter G. Vertical Integration. *In.*: KLEIN, Peter G., SYKUTA, Michael E (org). **The Elgar companion to transaction costs economics**. Cheltenham, UK, Northampton, USA: Edward Elgar Publishing, 2010.

LEITE, Antonio Dias. **A Energia do Brasil**. 2 ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

LOSEKANN, Luciano Dias. **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência**. Tese de Doutorado - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2003.

_____. **A integração truncada das Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil**. Blog Infopetro, 19 out. 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/?s=%22outros+textos+de+Luciano+Losekann+no+Blog+Infopetro%22>>. Acesso em 01 dez. 2015.

_____. **A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro**. Blog Infopetro, 19 out. 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/10/19/a-integracao-truncada-das-termeletricas-a-gas-natural-no-setor-eletrico-brasileiro/>>. Acesso em: 01 dez. 2015.

MELO, L. M. Modelos Tradicionais de Concorrência. *In.*: KUPFER, David, HASENCLEVER, Lia (org). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2002.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. **Linha do Tempo**. Disponível em: <<http://www.memoriadaeletricidade.com.br/default.asp?pagina=home&menu=321&menusecao=Default>>. Acesso em: 10 dez. 2015.

MILGROM, P.; ROBERTS, J. **Economics, Organization and Management**. Prentice Hall International Editions, 1991.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 05 jun. 2016.

_____. **Portaria MME nº. 119**, de 7 de abril de 2015. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/Portaria_119_3LER_UTE_GN.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/Portaria_119_3LER_UTE_GN.pdf)>. Acesso em: 7 jul. 2016.

_____. **Portaria MME nº. 382**, de 12 de agosto de 2016. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202016/Portaria%202015-382%20\(A-5%202016\).pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202016/Portaria%202015-382%20(A-5%202016).pdf)>. Acesso em: 7 jul. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **3º LEILÃO DE Energia de Reserva de 2015: Indicação dos Pontos de Entrega de Gás Natural com Capacidades Passíveis de serem Utilizadas para Atendimento de Demanda Termelétrica**. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/NT_](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/NT_)

- CONJUNTA_MME_EPE_vers%C3%A3o%20final_2015_04_23.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2016.
- MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. **Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior (AliceWeb)**. Disponível em: <<http://aliceweb.desenvolvimento.gov.br/>>. Acesso em: 05 jun. 2016.
- MÉNARD, Claude. Hybrid organizations. *In.*: KLEIN, Peter G., SYKUTA, Michael E (org). **The Elgar companion to transaction costs economics**. Cheltenham, UK, Northampton, USA: Edward Elgar Publishing, 2010.
- NORTH, Douglas. **Institutions, Institutional Change and Economic Performance**. Cambridge University Press, 1990.
- MULHERIN J. H. **Complexity in long term contracts**: An analysis of Natural Gas contractual provision. *Journal of Law, Economics and Organization*, Tome 2, 1986. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/764917?seq=1#page_scan_tab_contents>. Acesso em: 02 jul. 2016.
- OCDE. **Promoting Competition in the Natural Gas Industry**. Committee on Competition Law and Policy, 2000. Disponível em: <<http://www.oecd.org/regreform/sectors/1920080.pdf>>. Acesso em: abr. 2016.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação Energética 2013/2017 – PEN 2013 – Vol. I – Relatório Executivo**. 2013. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 11 jul. 2016.
- _____. **Nota Técnica ONS 060/2015 - Margens de Capacidade para Escoamento de Energia Elétrica pela Rede Básica e DIT**. 2015. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/NT_EPEONS2015-3LER-PremissasCritérios.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/NT_EPEONS2015-3LER-PremissasCritérios.pdf)>. Acesso em: 9 jul. 2016.
- Energia Armazenada**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx>. Acesso em: 05 jul. 2016.
- PETROBRAS. **Informes**. Gás natural muda matriz da Região Norte. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspotpetrobras.com.br/2010/11/26/gas-natural-muda-matriz-energetica-da-regiao-norte/>>. Acesso em: 15 jan. 2016.
- PINDYCK, Robert S.; RUBENFELD, Daniel L. **Microeconomia**. 7 ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2007. 647 p.
- PINTO JR., Helder Queiroz *et al.* **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Editora Elsevier: Rio de Janeiro, 2007.
- PRADO, Euletério. F. S. **A teoria neoclássica (pura) e a teoria neo-austriaca frente ao legado cartesiano**. *Análise Econômica*, n. 21-22, p. 5-23, 1994.
- PRANDINI ET AL. **As Térmicas e o Gás Natural: Expansão, Segurança E Preços**. XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, out, 2013. Disponível em: <http://thymosenergia.com.br/beta/Grupo_de_Estudo_de_Planejamento_de_Sistemas_Eletricos.pdf>. Acesso em: jul. 2016.

- POLITO, Rodrigo. **Térmica de Uruguaiana volta a operar esta semana.** Jornal Valor Econômico, 2015. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/3903322/termica-de-uruguaiana-volta-operar-esta-semana>>. Acesso em: 13 jan. 2016.
- PONDÉ, João Luiz S. P. S. **Coordenação e Aprendizado:** Elementos para uma Teoria das Inovações nas Firms e nos Mercados. Dissertação de Mestrado - Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, 1993.
- POSSAS, M. L. *et.al.* **Regulação da Concorrência nos Setores de Infra-estrutura no Brasil:** Elementos para um Quadro Conceitual. Relatório de Pesquisa IPEA, 1997.
- REGO, Erik. Eduardo. **Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado:** Aspectos Conceituais, Metodológicos e suas Aplicações. Tese de Doutorado - Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração e Contabilidade, Instituto de Energia e Ambiente (IEE) e Instituto de Física, Universidade de São Paulo. 2012. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-28112012-093549/pt-br.ph.p>>. Acesso em: 20 dez. 2015.
- _____. **Entendo a Expressiva Participação das Termelétricas a Gás Natural no Primeiro Leilão de Energia Nova.** Revista Brasileira de Energia, vol. 13, nº. 2, 2007.2, p. 83-101. Disponível em: <[file:///C:/Users/Felipe/Downloads/v13n02_entendendo-a-expressiva-participacao-das-termeletricas-a-gas-natural-no-primeiro-leilao-de-energia-nova%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Felipe/Downloads/v13n02_entendendo-a-expressiva-participacao-das-termeletricas-a-gas-natural-no-primeiro-leilao-de-energia-nova%20(1).pdf)>. Acesso em: 20 dez. 2015.
- RECHELO, C.A. **GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos:** oportunidades, ameaças e mitos. Dissertação de Mestrado – EP/FEA/IEE/IF, Universidade de São Paulo. 2004.
- RIBEIRO, IVO. **Bertin vende pacote de 8 térmicas.** Jornal Valor Econômico, 2012. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/2689996/bertin-vende-pacote-de-8-termicas>. Acesso em: 10 jan. 2015.
- ROMEIRO, Diogo Lisbona. **Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica:** O Índice Custo Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2014.
- ROSA, Luiz Pinguelli; TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; PIRES, José Claudio Linhares. **A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo:** Uma Visão Crítica. Rio de Janeiro : Relume Dumará, 1998.
- SANTANA, Edvaldo A., OLIVEIRA, Carlos Augusto C. N. V. **A Estrutura de Governança da Indústria de Energia Elétrica:** Uma Análise Através da Economia dos Custos de Transação. R. Econ. contemp., Rio de Janeiro, 4(1): 147-178, jan./jun. 2000. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/images/pesquisa/publicacoes/rec/REC%204/REC_4.1_07_A_estrutura_de_governanca_da_industria_de_energia_eletrica.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2015.
- SANTOS, Rodolfo Torres dos. **Coordenação de Investimentos e Políticas de Introdução da Concorrência na Indústria de Gás Natural:** Elementos para Análise de Casos no Brasil. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <[www.race.nuca.ie.ufrj.br/teses/ufjr/Torres,R\(1\).doc](http://www.race.nuca.ie.ufrj.br/teses/ufjr/Torres,R(1).doc)>. Acesso em: abri. 2016.

- SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzinato, 2001.
- SCHÜFFNER, Cláudia. **Falta de integração dificulta fornecimento de gás para térmicas de Cuiabá e Uruguaiana**. *Jornal Valor Econômico*, 2014. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/3528728/falta-de-integracao-dificulta-fornecimento-de-gas-para-termicas-de-cuiaba-e-uruguaiana>>. Acesso em: 13 jan. 2016.
- TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE, 2011.
- TOSTEL, Bel. **Acordo com Petrobras reduz custo de operação da Termelétrica de Santa Cruz**. *Revista Furnas: Ano XXXIV, nº 351, abr. 2008*. p. 16-17
- TREBING, H. M. Analyzing Public Utilities as Infrastructure in a Holistic Setting: The New Challenge for Public Policy. *In.*: SICHEL, Werner. ALEXANDER, Donald L (Orgs). **Networks Infrastructure and the New Task for Regulation**. Michigan, The University of Michigan Press, p. 61-71, 1996.
- VISCUSI, W. Kip; VERNON, John Mitcham e HARRINGTON, Joseph Emmett. **Economics of Regulation and Antitrust**. 2nd.ed. London: MIT Press, 1995.
- WILLIAMSON, Oliver. **Markets and Hierarchies**. New York: Free Press, 1975.
- _____. **The Economic Institutions of Capitalism**. New York, Free Press, 1985.
- _____. **Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives**. *Administrative Science Quarterly*, Vol. 36, No. 2. 1991. p. 269-296. Disponível em: <[http://www.edegan.com/pdfs/Williamson%20\(1991\)%20-%20Comparative%20Economic%20Organization%20The%20Analysis%20of%20Discrete%20Structural%20Alternatives.pdf](http://www.edegan.com/pdfs/Williamson%20(1991)%20-%20Comparative%20Economic%20Organization%20The%20Analysis%20of%20Discrete%20Structural%20Alternatives.pdf)>. Acesso em: 21 mar. 2016.
- _____. Transaction costs economics: an overview. *In.*: KLEIN, Peter G., SYKUTA, Michael E (org). **The Elgar companion to transaction costs economics**. Cheltenham, UK, Northampton, USA: Edward Elgar Publishing, 2010.