

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS, ESTRATÉGIAS E
DESENVOLVIMENTO

ANDRÉ CÔRTEZ ALVES

**INOVAÇÕES REGULATÓRIAS PARA CONTRATAÇÃO DE USINAS
TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL: O CASO DO LEILÃO A-6 DE 2017**

RIO DE JANEIRO - RJ

2018

ANDRÉ CÔRTEZ ALVES

**INOVAÇÕES REGULATÓRIAS PARA CONTRATAÇÃO DE USINAS
TERMELÉTRICAS: O CASO DO LEILÃO A-6 DE 2017**

Dissertação de Mestrado submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. Nivalde de Castro

Coorientador: Prof. Dr. Marcelo Matos

RIO DE JANEIRO – RJ

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

A474 Alves, André Côrtes

Inovações regulatórias para contratação de usinas termelétricas a gás natural: o caso do Leilão A-6 de 2017 / André Côrtes Alves. – 2018.

126 p. ; 31 cm.

Orientador: Nivalde José de Castro

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2018.

Bibliografia: f. 118 – 124.

Ficha catalográfica elaborada pelo bibliotecário: Lucas Augusto Alves Figueiredo CRB 7 –
6851 Biblioteca Eugênio Gudín/CCJE/UFRJ

ANDRÉ CÔRTEZ ALVES

**INOVAÇÕES REGULATÓRIAS PARA CONTRATAÇÃO DE USINAS
TERMELÉTRICAS: O CASO DO LEILÃO A-6 DE 2017**


Dissertação de Mestrado submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Aprovado em 14/12/2018

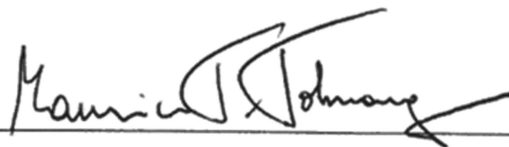
BANCA EXAMINADORA:



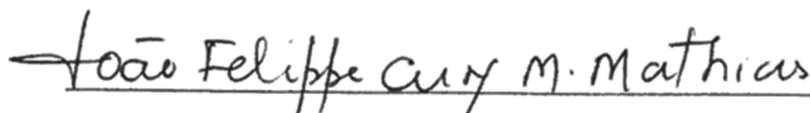
Prof. Dr. Nivalde de Castro (orientador)
Universidade Federal do Rio de Janeiro



Prof. Dr. Marcelo Gerson Pessoa de Matos (co-orientador)
Universidade Federal do Rio de Janeiro



Prof. Dr. Maurício Tiomno Tolmasquim
Universidade Federal do Rio de Janeiro



Prof. Dr. João Felipe Cury Marinho Mathias
Universidade Federal do Rio de Janeiro

AGRADECIMENTOS

A meus pais, Marco e Teresa por todo esforço e apoio incondicional para minha formação.

À minha namorada, Mariana. Por todo amor e incentivo.

A toda a equipe do GESEL, em especial ao meu orientador Prof. Nivalde de Castro e ao Maurício Moszkowicz por todo aprendizado, pela confiança em mim depositada e pelo apoio na elaboração do trabalho. Sinto-me honrado por fazer parte deste grupo.

Ao Programa de P&D da ANEEL e à Eneva, por proporcionarem este trabalho.

Aos professores do Instituto de Economia por contribuírem para minha formação, em especial ao Prof. Marcelo Matos pela coorientação do trabalho.

A todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente para minha formação.

RESUMO

ALVES, André Côrtes. Inovações regulatórias para contratação de usinas termelétricas a gás natural: o caso do Leilão A-6 de 2017. 2017. Dissertação (Mestrado) - Curso de Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

As projeções para a matriz elétrica brasileira ao longo dos próximos anos apontam para uma tendência de perda da participação das usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e para o aumento da difusão das fontes renováveis intermitentes, com destaque para a fonte eólica. Neste contexto se faz necessária a incorporação de fontes controláveis de energia, dentre as quais se destacam as usinas termelétricas a gás natural tendo em vistas suas características técnicas e econômicas e a possibilidade de atuação deste tipo de fonte tanto na ponta quanto na base da curva de carga.

O atual modelo do setor elétrico pode ser considerado extremamente bem-sucedido sob o ponto de vista da expansão da capacidade instalada e da segurança energética. Uma de suas principais características é o mecanismo de contratação de energia que prevê a contratação de usinas termelétricas na modalidade por disponibilidade. Contudo, nota-se também que, diante do novo paradigma de geração do setor, o atual desenho possui inadequações do ponto de vista regulatório que estão relacionados, sobretudo, aos mecanismos de contratação e remuneração deste tipo de fonte. Como resultado, as usinas termelétricas até então contratadas possuem pouca aderência ao novo paradigma de geração. Desta forma, o trabalho se dedica a analisar tais inadequações bem como os possíveis aprimoramentos na regulação tendo como base o Leilão de Energia nova A-6 de 2017. A importância deste leilão se deve ao fato de que foram feitas importantes mudanças em seu edital que viabilizaram a contratação de duas usinas termelétricas com perfil de atuação voltado para a base da curva de carga e com maior aderência ao novo paradigma de geração do setor.

Palavras-chaves: instituições, leilões de energia, regulação.

ABSTRACT

The Brazilian Electricity Sector is in a process of transition from a model strongly based on hydroelectric plants with large reservoirs and supply regularization to a model with a high participation of intermittent sources of power generation. Given this new context, there is a strong need for sources like thermoelectric power plants in order to guarantee energy supply. Analyzing the Brazilian regulatory framework, it is possible to identify some issues in the mechanisms of energy purchase in Brazil that affects the attractiveness of the investment in thermoelectrical power plants. The auction A-6 of 2017 was remarkable because there were some changes in its rules that allowed the hiring of two thermoelectrical power plants with low variable costs. For this reason, the auction was adopted as a case study.

Palavras-chaves: institutions, energy auctions, regulation.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Capacidade instalada (em GW)	45
Gráfico 2: Descompasso entre oferta e demanda de energia elétrica.....	48
Gráfico 3: Perda de participação relativa da fonte hídrica.....	49
Gráfico 4: Projeções de demanda e carga de energia elétrica: 2017 – 2026 (em MW)	56
Gráfico 5: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração	58
Gráfico 6: Relação entre crescimento do mercado de energia x energia armazenável máxima: 2015 – 2024 (em MW médios).....	60
Gráfico 7: Energias afluentes médias em 2012 e 2021 (em MW médio)	61
Gráfico 8: Estrutura da capacidade instalada – 1970 – 2016 (%) 62	
Gráfico 9: Participação das fontes na matriz (em %).....	63
Gráfico 10: Geração de energia eólica: 2007 – 2016 (em GWh).....	65
Gráfico 11: Sazonalidade inversa Hídrica x Eólica: 2000 – 2008 (em percentual da energia armazenada e da potência instalada) ...	66
Gráfico 12: Simulação da geração eólica em setembro de 2009 no Nordeste (em percentual da potência nominal)	67
Gráfico 13: Atendimento à demanda máxima no SIN.....	69
Gráfico 14: Geração de energia elétrica a partir de usinas termelétricas: jan/2003 até jan/2016 (em MWmédio).....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Novo desenho institucional após a reforma de 2004.....	53
Figura 2: Os ambientes de contratação de energia elétrica existentes no SEB	81
Figura 3: Modalidades de leilão no ACR.....	83

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Principais características das termelétricas por tipo de fonte.....	77
-------------------------------------------------------------------------------	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução da Capacidade Instalada da Matriz Elétrica Brasileira: 2016-2026 (em MW)	57
Tabela 2: Evolução da Contratação de Projetos Eólicos.....	64

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEEOLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia elétrica
ABRAGET	Associação Brasileira de Geradoras termelétricas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEC	Custo Econômico de curto-prazo
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CHESF	Companhia Hidro elétrica do São Francisco
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Câmara de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	Custo de Operação
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenável
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
GNA	Gás Natural Açú
GNL	Gás Natural Liquefeito
GWh	Giga watt hora
ICB	Índice de Custo-Benefício
kW	Quilowatt
LEN	Leilão de Energia Nova
MHPS	Mitsubishi Hitachi Power Systems
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWmed	Megawatt Médio
NEI	Nova Economia Institucional
ONS	Operador Nacional do sistema

PDE	Plano Decenal de Expansão
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desestatização
RFComb	Receita Fixa de Combustíveis
SIN	Sistema Interligado Nacional
TWh	Terawatt hora
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	17
1. INSTITUIÇÕES, DESENHO INSTITUCIONAL E O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	24
1.1. INSTITUIÇÕES E ARCABOUÇO REGULATÓRIO.....	24
1.1.1. A abordagem Institucionalista: origem e desdobramentos.....	26
1.1.2. O conceito de instituições	27
1.1.3. O papel das instituições.....	29
1.1.4. O conceito de Organizações e seu papel na abordagem institucionalista	32
1.2. Regulação econômica: conceitos básicos e a abordagem institucional	34
1.2.1. A abordagem tradicional da teoria econômica da regulação	35
1.2.2. As limitações da abordagem tradicional e a ótica baseada em instituições.....	38
1.2.3. Bases institucionais para o modelo baseado em agências reguladoras independentes	41
1.3. Desenho institucional e arcabouço regulatório no setor elétrico brasileiro	42
1.3.1. O modelo instaurado no pós-guerra e a opção pela construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios.....	43
1.3.2. A reforma da década de 90 e a matriz elétrica brasileira	46
1.3.3. Nova reforma: o modelo de 2004 e a consolidação dos leilões como instrumento de política energética.....	50
2. A MUDANÇA NO PERFIL DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E A NECESSIDADE DE USINAS TERMELÉTRICAS	55
2.1. Perspectivas da Expansão Da Demanda e do Parque Gerador	56
2.1.1. Perspectivas para o parque hídrico brasileiro.....	59
2.1.2. Aumento da difusão de fontes renováveis alternativas.....	63
2.2. Necessidade da contratação de fontes controláveis e as possíveis alternativas para o atendimento à ponta	68
2.2.1. Contratação de fontes de geração complementar	70
2.2.2. Gestão diferenciada dos reservatórios e atuação pelo lado da demanda.....	73
2.3. O Papel das Termelétricas em um Contexto de Mudanças na Matriz Elétrica Brasileira.....	75
3. O ARCABOUÇO REGULATÓRIO PARA CONTRATAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	80
3.1. O modelo de contratação de usinas termelétricas no SEB.....	80
3.1.1. A Consolidação dos leilões como instrumento de política energética.....	80
3.1.1. As modalidades de contratação de usinas termelétricas.....	83

3.1.2.	O Índice de Custo-Benefício (ICB) como critério de escolha de projetos termelétricos nos leilões	84
3.2.	Inadequações Regulatórias para Contratação de Usinas Termelétricas: Revisão bibliográfica.....	86
3.2.1.	Os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões.....	87
3.2.2.	O despacho contínuo de usinas termelétricas a custos elevados.....	88
3.2.3.	A exigência de comprovação de reservas e os custos relacionados aos combustíveis.....	91
3.2.4.	Síntese das inadequações observadas de acordo com análise da literatura	93
3.3.	Inadequações Regulatórias para Contratação de Termelétricas: A Percepção dos Agentes ⁹⁴	
3.3.1.	A percepção dos agentes com relação à importância das térmicas a gás natural na matriz elétrica brasileira.....	95
3.3.2.	A necessidade de aperfeiçoamentos regulatórios no âmbito das usinas termelétricas a gás natural.....	96
3.3.3.	Os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões.....	97
3.3.4.	O despacho contínuo de usinas termelétricas	98
3.3.5.	Parâmetros utilizados pelo planejador para contratação de termelétricas a gás natural e sua adequação à realidade operativa	99
3.3.6.	A declaração de disponibilidade e as frequências de despacho esperadas.....	101
3.3.7.	A comprovação dos combustíveis e índices de reajuste do CVU	102
3.4.	Sistematização dos Resultados das Entrevistas e Comparação com a análise baseada na pesquisa bibliográfica.....	103
3.4.1.	Aspectos relacionados à importância de usinas a gás natural para a segurança energética e a questão ambiental.....	104
3.4.2.	Aspectos relativos à regulação para contratação de térmicas a gás natural	106
3.4.3.	Aspectos relativos à atratividade do investimento em térmicas	107
4.	O LEILÃO A-6 DE DEZEMBRO DE 2017	109
4.1.	O perfil usinas contratadas no Leilão A-6 de 2017	111
4.2.	As Inovações Regulatórias do Edital e as Estratégias das Vencedoras no Leilão A-6 de 2017	112
4.3.	Percepção dos agentes quanto às mudanças trazidas pelo edital do Leilão A-6 de 2017	115
4.4.	Evolução regulatória com base na análise do Leilão A-6 de 2017: síntese a partir da análise bibliográfica e da percepção dos agentes entrevistados.....	118
	CONCLUSÃO	120
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125

APÊNDICE 133

INTRODUÇÃO

Historicamente, a expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil se deu através da construção de usinas hidrelétricas dispondo de grandes reservatórios de armazenamento. Por conta desta característica, o sistema elétrico brasileiro pôde contar com a capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo de todo o ano já que os grandes reservatórios podem armazenar água para períodos de hidrologia desfavorável. Neste novo paradigma de geração, a entrada em operação das usinas termelétricas se dá basicamente momentos de escassez hidrológica, exercendo um papel de backup do sistema.

Entretanto, o que se observa ao longo das últimas duas décadas é uma tendência de mudança no paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro. Esta mudança é fruto da redução da participação relativa da geração hídrica e, em um movimento de compensação, da expansão da geração a partir de usinas termelétricas e ainda de fontes alternativas. Em termos prospectivos, esta tendência ganha ainda mais força de acordo com as projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Contudo, vale destacar que, ainda de acordo com a EPE, a fonte hídrica deverá se manter predominante em relação às demais em relação à matriz de geração do país.

Ainda no âmbito das projeções realizadas pela EPE, um exame superficial das perspectivas de expansão das fontes renováveis alternativas de energia (sobretudo as pequenas centrais hidroelétricas, as centrais de biomassa, as usinas eólicas e as plantas solares) evidencia que estas tendem aumentar significativamente sua participação na capacidade instalada de geração no país. Contudo, é preciso destacar que estas fontes alternativas possuem como principal característica a intermitência, isto é, o fato de estarem sujeitas à interrupção na geração por conta de condições climáticas adversas. No caso das novas usinas hidrelétricas a serem construídas, a ausência de grandes reservatórios em função da imposição de restrições ambientais faz com que estas também não contribuam para o aumento da capacidade de armazenamento do sistema elétrico brasileiro.

Diante desta característica, verifica-se ao longo dos próximos anos a perda da capacidade de regularização da oferta hídrica levando a um aumento da vulnerabilidade do sistema elétrico em relação às características de sazonalidade das fontes que vêm ganhando participação na geração.

A análise da expansão das fontes alternativas feita no trabalho aponta para um novo paradigma de geração para o sistema elétrico brasileiro trazendo significativas implicações sob o ponto de vista da operação do sistema. Desta forma, vem à tona a necessidade de adoção de medidas que façam com que o aumento da geração a partir de fontes intermitentes não comprometa a segurança do suprimento de energia, sobretudo em momentos de pico de demanda em períodos de hidrologia desfavorável. Neste contexto, ganha importância a incorporação de fontes controláveis na matriz elétricas como, por exemplo, as usinas termelétricas.

Além deste papel, as usinas termelétricas também podem atuar na base da curva de carga, como também é mostrado ao longo do trabalho. Contudo, o sucesso da contratação deste tipo fonte está atrelado a um arcabouço regulatório adequado e consistente, sendo este também objeto de análise no presente trabalho.

Neste âmbito, merece destaque o marco regulatório do setor elétrico, instituído pela Lei Nº 10.847 e pela Lei Nº 10.848 de 2004, introduzindo novos mecanismos de comercialização de energia elétrica, com destaque para os leilões. Tendo em vista o escopo do trabalho, ganham destaque dentro deste modelo os mecanismos para contratação e remuneração de geração térmica e suas inadequações ao novo paradigma de geração. Assim, o presente trabalho analisará também o atual desenho das regras de comercialização de energia enfatizando a necessidade de se aplicar inovações de ordem regulatória nos mecanismos de contratação e remuneração de usinas termelétricas.

Neste sentido, a análise destas inadequações e de possíveis aperfeiçoamentos regulatórios é feita no trabalho tendo como base as modificações introduzidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no edital do Leilão de Energia Nova A-6 realizado em dezembro de 2017. Este certame ganha relevância, pois nele foram contratadas duas usinas termelétricas a gás natural com perfil de atuação voltado para o atendimento à base da curva de carga.

Ao longo da pesquisa e do desenvolvimento do trabalho, foi lançado o edital do Leilão A-6 de 2017 resultando na contratação de duas usinas termelétricas a gás natural para atuação na base de carga e motivando a inclusão do referido leilão no trabalho. Portanto, optou-se por incorporar também uma análise acerca da medida em que tais inovações

regulatórias presentes no edital do leilão contemplam as inadequações identificadas ao longo da pesquisa.

Desta forma, a análise das inadequações do arcabouço regulatório brasileiro terá como ponto de partida uma revisão bibliográfica acerca da teoria econômica e política da regulação tendo como *background* teórico a perspectiva a partir das instituições e suas bases para o modelo de agência reguladora independente.

Depois de estruturado todo o alicerce teórico e de uma inserção no contexto atual do setor elétrico brasileiro, será feita uma exposição acerca das inadequações regulatórias existentes para a contratação de geração termelétrica e, em seguida, será analisado o caso do Leilão A-6 de 2017 a fim de que sejam observadas algumas das inovações regulatórias presentes no edital e seus desdobramentos para as empresas vencedoras.

1. Contextualização, justificativa e objetivos do trabalho

A expansão do parque gerador brasileiro historicamente se baseou em usinas hidrelétricas com grandes reservatórios consolidando um modelo que se mostrou bem-sucedido sob a ótica da expansão da oferta de energia elétrica no país. Contudo, o exame das perspectivas para os próximos anos indica um esgotamento deste modelo em função, principalmente, da difusão de fontes renováveis alternativas (marcadas pela intermitência) e dos entraves existentes para a construção de novas usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, levando à perda da capacidade de regularização da oferta hídrica. Este cenário se configura como um desafio do ponto de vista da operação do setor e indica a necessidade da contratação de fontes controláveis, isto é, que não estão sujeitas à intermitência.

Dentre os pilares estabelecidos com o marco regulatório de 2004 encontra-se a garantia da segurança do suprimento de energia elétrica no país. Tendo em vista as projeções para o setor em termos de composição da matriz elétrica, a garantia do suprimento exige a contratação de fontes de geração com elevados graus de confiabilidade, fazendo frente à intermitência das fontes renováveis alternativas. Outro pilar estabelecido com o marco regulatório de 2004 diz respeito à modicidade tarifária. Para este aspecto, faz-se necessário o estabelecimento de mecanismos eficientes de contratação e remuneração das fontes de energia. Desta forma, o trabalho se justifica pela necessidade de atender às necessidades do setor através da contratação de fontes de energia com elevado grau de

confiabilidade e do estabelecimento de mecanismos contratuais que contemplem as necessidades dos consumidores e a atratividade do investimento em projetos de geração com perfil aderente à realidade operativa do setor.

O objetivo geral do trabalho é, portanto, analisar este cenário de mudança no paradigma de expansão da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro sob o ponto de vista regulatório. Neste sentido, destaca-se a necessidade da contratação de usinas termelétricas e as inadequações presentes nos atuais mecanismos de contratação e remuneração deste tipo de fonte. Tal objetivo passa por um exame acerca do atual desenho do modelo de comercialização de energia no país com ênfase na questão da contratação de usinas termelétricas.

Mais especificamente o trabalho irá:

i) Apresentar, em linhas gerais, o arcabouço teórico da Nova Economia Institucional, seus aspectos e princípios básicos de modo a complementar a teoria econômica da regulação. Busca-se ainda apresentar as principais características do arcabouço institucional e regulatório do setor elétrico brasileiro com ênfase no paradigma de geração historicamente estabelecido. A análise do arcabouço regulatório do setor é feita a partir de uma visão mais ampla e que considera, além dos aspectos econômicos *stricto sensu*, o papel das instituições e as bases desta visão para o modelo de agência reguladora independente.

ii) Apresentar as necessidades do setor elétrico brasileiro e as possíveis alternativas em termos de fontes de geração com base nas projeções realizadas pelo órgão de planejamento do setor no país e as principais características técnicas e econômicas das usinas termelétricas a gás natural tendo em vista que estas possuem papel significativo diante do novo paradigma de geração do setor. É feita ainda uma abordagem acerca das inadequações existentes do ponto de vista regulatório nos mecanismos de contratação e remuneração de usinas termelétricas a gás natural.

iii) Analisar as inovações regulatórias introduzidas no edital do Leilão A-6 de 2017 buscando identificar de que modo as mesmas contribuíram para uma efetiva melhora no arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro para contratação de usinas termelétricas.

2. Metodologia

A metodologia empregada no trabalho consiste basicamente em uma revisão bibliográfica acerca de temas ligados à regulação econômica e sua aplicação no setor elétrico brasileiro. Mais precisamente são analisados os princípios básicos da teoria da regulação a partir de uma visão baseada em instituições. Com relação à parte que trata especificamente do setor elétrico brasileiro, é utilizado um amplo conjunto de referências que tratam da sua evolução, do seu estágio atual e das suas perspectivas, especialmente no que tange à necessidade de expansão do sistema e suas futuras necessidades em termos de fonte de geração e segurança energética.

Especificamente com relação à regulação para contratação de usinas termelétricas a gás natural, a análise bibliográfica é feita a partir do exame de trabalhos acadêmicos anteriores, leis, documentos e regulamentações específicas. Ainda no âmbito da contratação deste tipo de usina, foram realizadas entrevistas com agentes do setor especificamente ligados ao tema. As perguntas tinham como objetivo verificar a percepção dos agentes quanto à atual regulação do setor para contratação de termelétricas a gás natural e ainda com relação às inovações regulatórias introduzidas no edital do Leilão A-6 de 2017. Neste sentido, foram realizadas cinco entrevistas com três diferentes tipos de agentes:

- i. Agentes ligados a empresas ligadas à geração termelétrica que participaram do Leilão A-6 de 2017;
- ii. Agente representando a Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET);
- iii. Agente representando o planejamento do setor elétrico brasileiro na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Por meio das referências bibliográficas buscou-se identificar as principais características do setor elétrico brasileiro com ênfase nos mecanismos para contratação e remuneração de usinas termelétricas e suas inadequações sob a ótica da regulação do setor. A complementação feita por meio das entrevistas possibilitou captar a percepção de agentes ligados à geração termelétrica no Brasil com relação aos principais pontos levantados na análise bibliográfica. Desta forma, buscou-se identificar possíveis melhorias ou até mesmo inovações a nível regulatório de modo a tornar os mecanismos

de contratação e remuneração de usinas termelétricas mais aderentes ao atual paradigma de geração do setor elétrico brasileiro e suas perspectivas.

3. Estrutura do trabalho

O trabalho se encontra dividido em quatro capítulos. O primeiro tem como objetivo apresentar o arcabouço teórico sobre a qual se apoia a pesquisa. Neste caso, são expostos conceitos básicos da Nova Economia Institucional além de elementos da Teoria Econômica da Regulação e suas limitações. Neste sentido são apresentados os conceitos de instituições e organizações, além dos princípios básicos da Teoria da Regulação econômica e suas limitações ao não considerar aspectos institucionais em sua análise.

O primeiro capítulo pretende, portanto, apresentar os conceitos e aspectos básicos relacionados à Nova Economia Institucional e seu papel para a análise de temas relacionados à regulação e ainda para a contraposição entre as teorias tradicionais e a teoria baseada em instituições no âmbito dos referidos temas. Neste sentido, além da apresentação dos conceitos de instituições e organizações, é apresentado o conceito de ambiente regulatório de modo a complementar a teoria tradicional da regulação econômica baseada na presença de falhas de mercado.

Ainda no primeiro capítulo é feita uma aplicação dos principais conceitos apresentados ao caso do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, são apresentadas as principais características do setor sob a ótica institucional enfatizando a evolução do seu arcabouço regulatório e sua relação com os paradigmas estabelecidos, especialmente no que tange ao segmento de geração.

No segundo capítulo são analisadas as perspectivas do setor elétrico brasileiro com ênfase no novo paradigma de geração e seus desdobramentos. Assim, é analisada a questão da difusão das fontes intermitentes bem como o esgotamento da capacidade de construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, configurando um cenário desafiador do ponto de vista da operação e do planejamento do sistema elétrico do país. No capítulo são analisadas ainda as possíveis alternativas para fins de garantia do suprimento de energia elétrica no país face às novas necessidades do sistema elétrico.

Diante do panorama prospectado para o setor, o exame das perspectivas do setor e das alternativas para atendimento à demanda de energia elétrica no país tem como base o estudo realizado pela EPE no âmbito de seu Plano Decenal de Expansão divulgado em 2017. Através deste estudo se evidencia a necessidade de novas fontes de geração ou ainda de medidas do lado da demanda, sobretudo para o atendimento em momentos de pico. Tal estudo é complementado ainda por outras referências bibliográficas tendo como objetivo destacar o papel crucial desempenhado pelas usinas termelétricas a gás natural e seus diferenciais em relação às possíveis alternativas apresentadas pelo órgão de planejamento.

Ainda no segundo capítulo são apresentadas as principais características técnicas e econômicas das usinas termelétricas a gás natural tendo em vista suas possíveis formas de atuação no sistema elétrico brasileiro, isto é, na ponta ou na base da curva de carga.

Já no terceiro capítulo são abordadas as questões centrais do trabalho. Face às perspectivas para o setor em termos de necessidade de geração e ao papel desempenhado pelas usinas termelétricas a gás natural, o terceiro capítulo apresenta os principais pontos da regulação para contratação e remuneração deste tipo de usina. Inicialmente, através da revisão bibliográfica, foram identificadas ao menos três importantes questões relacionadas ao tema:

- i. Os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões
- ii. O despacho contínuo de usinas termelétricas a custos elevados;
- iii. A exigência de comprovação de reservas e os custos relacionados aos combustíveis.

Tais questões levantadas através da análise bibliográfica foram abordadas em etapa posterior do trabalho que consistiu na realização de entrevistas que envolveram a aplicação de questionários a agentes do setor ligados à geração termelétrica. O objetivo desta etapa foi a confrontação dos resultados encontrados na análise bibliográfica com a percepção dos agentes de modo a validar ou refutar tais resultados e identificar ainda eventuais pontos adicionais não contemplados inicialmente.

O quarto e último capítulo tem como objetivo fazer uma análise das inadequações verificadas na regulação para contratação e remuneração de usinas termelétricas a gás natural à luz do Leilão de Energia Nova A-6 de 2017. A escolha deste leilão se deu com

base na verificação de importantes inovações regulatórias feitas pelo MME em seu edital e que são condizentes com as propostas do Programa Gás para Crescer, também criado pelo MME. Dentre as mudanças contempladas pelo edital do referido leilão e que são abordadas no capítulo destacam-se: a flexibilização da comprovação de disponibilidade de combustível e a possibilidade de sazonalização mensal da declaração de inflexibilidade das unidades de geração. Além disso, o capítulo aborda outras importantes inovações regulatórias que endereçam parte dos problemas levantados ao longo da pesquisa.

Neste capítulo são analisados documentos oficiais e dados referentes aos resultados do Leilão A-6 de 2017. Este material serviu como base para a inclusão de perguntas no questionário especificamente voltadas para o leilão. Desta forma, os entrevistados também foram perguntados acerca de inovações regulatórias implementadas no edital do certame a fim de que fossem captadas as percepções dos mesmos acerca do impacto de tais mudanças no nível de eficiência dos mecanismos de contratação e remuneração de usinas termelétricas no Brasil.

1. INSTITUIÇÕES, DESENHO INSTITUCIONAL E O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

1.1. INSTITUIÇÕES E ARCABOUÇO REGULATÓRIO

Neste capítulo inicial serão discutidos temas e conceitos básicos acerca das instituições como forma de consolidar os alicerces teóricos sobre os quais irão se debruçar este trabalho. Neste sentido, será feita uma revisão bibliográfica acerca dos principais autores da teoria institucionalista, com destaque para a Nova Economia Institucional de autores como Douglass North e Oliver Williamson. A consideração da visão baseada em instituições no presente trabalho remete à importância que estas possuem para a análise econômica, incluindo aqui questões relacionadas à regulação de setores econômicos específicos.

Chang (2000) chama atenção para o fato de que as principais correntes da teoria econômica frequentemente ignoram a diversidade institucional presente na sociedade como um todo por se concentrarem exclusivamente nas forças de mercado e nos seus resultados supostamente naturais. O autor, por sua vez, considera o mercado como uma

instituição que é tão “natural” quanto qualquer outra e, assim, argumenta que uma análise mais precisa acerca das relações entre mercado e Estado deve levar em consideração aspectos institucionais. Tendo em vista que o tema da regulação econômica passa fundamentalmente pelas relações entre mercado e Estado, o presente trabalho adota a referida ótica do autor.

Desta forma, no primeiro capítulo deste trabalho é feita uma breve análise acerca da Teoria Econômica da Regulação tanto sob a perspectiva tradicional quanto sob a ótica institucional. A abordagem da regulação econômica sob as diferentes perspectivas se deve ao entendimento de que ambas podem oferecer importantes contribuições para o problema a ser discutido neste trabalho.

Assim, a primeira seção do capítulo inicial tem como objetivo desenvolver e aprofundar os conceitos de instituições e desenho institucional no âmbito da Nova Economia Institucional. Neste sentido, será feita uma revisão bibliográfica dos principais autores desta corrente, com destaque para Douglas North e sua obra *Institutions, Institutional Change and Economic Performance* de 1990. É enfatizado ainda o papel das Instituições com base no conceito de Custos de Transação de Oliver Williamson. Além do conceito e do papel das instituições, serão desenvolvidas questões em paralelo tais como os fatores que determinam e caracterizam o desenho e o ambiente institucional e ainda o conceito de organizações e sua importância dentro desta perspectiva.

A seção seguinte tem como objetivo abordar a Teoria Econômica da Regulação tanto na visão tradicional quanto sob a ótica das correntes institucionalistas. Mais especificamente, nela serão desenvolvidos os aspectos teóricos relacionados à necessidade de regulação em setores econômicos específicos, suas motivações e implicações para os agentes envolvidos. Contudo, tendo em vista que a perspectiva tradicional mostra-se pouco eficaz para a efetiva interpretação da realidade econômica, se faz necessária uma complementação por meio da introdução de elementos presentes na teoria da Nova Economia Institucional.

A última seção do primeiro capítulo visa aplicar os elementos e conceitos básicos relacionados às instituições e à regulação no caso do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, será feita uma análise dos redesenhos e rearranjos institucionais e regulatórios aos quais o setor elétrico brasileiro foi submetido de modo a atender as necessidades da

sociedade sob o ponto de vista da garantia do suprimento de energia. Esta análise levará em consideração as principais transformações ocorridas sob o ponto de vista institucional e regulatório no setor desde a formulação do Código de Águas até o modelo atual implementado através da reforma ocorrida em 2004 com ênfase na questão da expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país.

1.1.1. A abordagem Institucionalista: origem e desdobramentos

A corrente institucionalista como programa de pesquisa data do final do século XIX com a publicação da obra *Why is Economics not na Evolutionary Science*, do autor Thorstein Veblen. Nesta obra o autor entende o estudo da Economia a partir do processo evolutivo das instituições (CAVALCANTE, 2014). Esta primeira versão da escola institucionalista se contrapunha à teoria ortodoxa na medida em que buscava explicar a economia como uma ciência empírica e não por meio de hipóteses descoladas da realidade. Rutherford (2001 *apud* Cavalcante 2014) aponta que este descolamento da realidade se dava em função de suposições psicológicas e comportamentais muito distantes do funcionamento real da economia. A obra de Veblen pode ser considerada revolucionária justamente por propor uma abordagem diferenciada e que aproxima o estudo de temas relacionados à Economia muito mais de uma ciência evolucionária e empírica.

Posteriormente, é possível identificar uma releitura da abordagem institucional em autores como Coase, North e Hodgson. Estes autores incorporam questões institucionais ao programa de pesquisa neoclássico tradicional e dão início à chamada Nova Economia Institucional. O escopo teórico de análise do presente trabalho se apoiará sobre as contribuições da Nova Economia Institucional e seus conceitos básicos relacionados às instituições e ainda na forma como as instituições se constituem e se transformam ao longo do tempo. Esta abordagem possui importantes elementos que podem ser de grande valia para a análise de temas relacionados à interação entre os agentes que compõem um determinado desenho institucional e ainda à regulação econômica presente em um determinado segmento econômico como, por exemplo, o setor elétrico.

É interessante notar que um determinado desenho institucional, bem como a interação entre os atores que o compõem, sofrem transformações ao longo do tempo em função de mudanças que podem se dar por razões econômicas, tecnológicas, políticas ou sociais. Os redesenhos e rearranjos institucionais ocorridas no âmbito do arcabouço regulatório

do setor elétrico brasileiro e suas implicações do ponto de vista da garantia do suprimento de energia também serão objeto de estudo no presente capítulo na medida em que contribuem para o entendimento do desenho atual do setor e das questões regulatórias subjacentes.

1.1.2. O conceito de instituições

Esta seção tem como objetivo apresentar o referencial teórico utilizado para este trabalho. Nela será examinado o conceito de Instituições utilizando como base o aporte teórico da chamada Nova Economia Institucional em obras como North (1991), Gala (2003) e Nelson e Sampat (2001) A importância deste aporte se dá na medida em que o mesmo contribui para o efetivo entendimento do conceito de Instituições e dos elementos que contribuem para sua formação. A compreensão do ambiente institucional e dos agentes que o compõem e ainda das interações existentes entre eles é essencial para a análise do desenvolvimento econômico. Estas questões possuem desdobramentos também no âmbito da regulação de setores específicos dentro de uma economia, em especial daqueles essenciais ao bem estar social e crescimento da economia como é o caso do setor elétrico.

A definição mais usual do termo Instituições tem origem na obra *Institutions, Institutional Change na dEconomic Performance*, de Douglass North. Nesta obra datada de 1990, o autor procura destacar o papel das instituições ao longo do processo de desenvolvimento de uma sociedade. Na visão do autor, o crescimento de longo prazo de uma economia e ainda a sua evolução histórica estão fortemente associados ao papel desempenhado pelas instituições e pelo desenho institucional vigente. Neste sentido, o autor define as instituições como sendo as regras concebidas no âmbito da sociedade que são capazes de determinar e influenciar as interações econômicas, políticas e sociais.

North (1994) argumenta que as relações entre os agentes dentro de uma sociedade são regidas através das instituições. Estas podem se caracterizar como regras formais (tais como dispositivos políticos, leis, constituições) ou informais (sendo estas as normas de comportamento em uma sociedade, suas tradições, hábitos e costumes ou ainda convenções sociais e seus códigos de conduta). Vale destacar ainda que as regras formais são geralmente definidas e implementadas pelo Estado. Por outro lado, as regras informais são associadas aos conjuntos de valores culturais tradicionalmente enraizados em uma determinada sociedade. As instituições, analisadas de forma conjunta, configuram um determinado ambiente institucional. Tal ambiente, bem como as relações existentes entre os atores que o compõem, possui profundas implicações sobre a estrutura de incentivos da sociedade e, como consequência, nas relações econômicas.

Nelson e Sampat (2001) argumentam que há inúmeras definições para o conceito de instituições. Deste modo, os autores não se preocupam em encontrar uma definição precisa acerca deste conceito, mas sim em generalizações que sejam úteis para a análise dos fatores que regulam o desempenho econômico. Neste sentido, os autores entendem as instituições como tecnologias sociais que dizem respeito à regulação da interação entre os indivíduos. As chamadas tecnologias sociais, ainda na visão dos aurores, são determinantes para o avanço das tecnologias físicas que, por sua vez, são consideradas os verdadeiros motores do crescimento econômico.

Hodgson (2006) parte do mesmo princípio de Nelson e Sampat (2001) ao afirmar que o termo instituições vem sendo amplamente utilizado em diversas áreas das ciências sociais gerando uma gama de definições distintas. Por outro lado, o autor considera ser importante definir o termo de forma mais precisa. Neste sentido o autor define instituições

como "sistemas de regras sociais estabelecidas que estruturam as interações sociais"¹ (HODGSON, 2006).

Em suma, não há consenso acerca do conceito de Instituições mesmo dentro de correntes semelhantes. Ainda assim, generalizações acerca deste conceito são de extrema valia para a análise de questões de cunho econômico, político e social. Ainda que até então tenham sido apresentados conceitos bastante amplos de instituições, é válido o esforço de focar o subconjunto de instituições que condicionam de forma mais direta um dado setor. Neste sentido, vale destacar que as chamadas "regras do jogo" presentes em cada setor são definidas configurando um ambiente institucional no qual se inserem os agentes envolvidos e ainda as especificidades da determinada área de atuação. Ainda assim, deve ser destacado também que há regras comuns nas sociedades às quais todos os agentes devem ser submetidos, independentemente da função desempenhada pelos mesmos ou de sua área de atuação (ROXO, 2005).

Desta forma, o presente trabalho se vale destas generalizações e de suas aplicações a setores específicos considerando-as suficientes tendo em vista o seu enfoque em questões relacionadas à regulação econômica do setor elétrico brasileiro.

1.1.3. O papel das instituições

Ainda com relação a Douglass North, o autor destaca o papel das instituições como indutoras do desenvolvimento. Para isto, o autor parte do questionamento à teoria neoclássica e aos pressupostos relativos à racionalidade ilimitada dos agentes e aos mercados perfeitos, ainda que mantenha alguns dos pressupostos desta teoria. A partir de sua crítica, North (1994) lança as bases para uma base teórica que inclui aspectos históricos e institucionais em sua análise.

¹"Systems of established and prevalent social rules that structure social interactions" (HODGSON, 2006).

O autor rompe ainda com o pressuposto da racionalidade ilimitada na medida em que nega a premissa da informação perfeita entre os agentes que os leva à maximização do bem estar. Através da ótica institucional as informações entre os agentes são consideradas assimétricas, o que leva à existência dos chamados custos de transação que são definidos em Coase (1937) como os custos que um agente econômico tem ao recorrer ao mercado para a compra de um bem ou para a contratação de um serviço. A interpretação neoclássica da Teoria dos Custos de Transação pressupõe a racionalidade plena por parte dos agentes na medida em que estes tomam decisões ótimas de modo a minimizar custos. Já na visão institucionalista de North, Caselli (2012) destaca a combinação entre custos de transação e racionalidade limitada como sendo capaz de explicar a existência das instituições.

O entendimento desta crítica de Douglass North passa, portanto, pela compreensão do conceito de custos de transação na abordagem neoclássica e pelo questionamento à racionalidade ilimitada dos agentes. A referida obra de Coase pode também ser considerada como um dos primeiros esforços no sentido de incorporar elementos institucionais ao arcabouço teórico tradicional da economia. Neste trabalho, o autor se concentra no estudo acerca da organização das firmas e dos mercados e questiona o motivo pelo qual as firmas optam por realizar internamente determinadas atividades ao invés de obtê-las via mercado. A conclusão do autor é a de que a aquisição de determinados bens ou serviços no mercado envolve, entre outros, os custos para elaboração, confecção e garantia do cumprimento dos contratos celebrados entre as partes. Deste modo, a realização destas atividades internamente à firma pode acarretar na redução ou mesmo na eliminação destes custos.

Como destacado em Gala (2003), os custos de transação aparecem na obra de North em duas dimensões. A primeira está relacionada aos custos de *measurement* que estão associados às dificuldades por parte dos agentes em conhecer todas as características do objeto envolvido nas transações. A outra dimensão é o *enforcement* e está relacionado tanto às incertezas dos agentes envolvidos nas transações quanto ao reconhecimento dos direitos de propriedade do bem transacionado (GALA, 2003). É importante perceber que ambas as dimensões dos custos de transação expostas na obra de North estão intimamente associados à negação de alguns dos pressupostos contidos na teoria neoclássica quanto à racionalidade dos agentes e o funcionamento perfeito dos mercados.

O pressuposto da racionalidade ilimitada dos agentes deixa de fora elementos que são inerentes à natureza humana e, por consequência, ao mundo real. Em contraposição, a ótica institucionalista é marcada pela incorporação destes elementos em sua abordagem ampliando assim sua capacidade analítica e interpretativa. Ao se levar em conta tais elementos, o argumento da racionalidade dos agentes perde força na medida em que não se pode esperar que estes tomem sempre as melhores decisões ou utilizem os recursos da forma mais eficiente possível tendo em vista as limitações próprias do ser humano e ainda a existência dos custos de transação. Conforme exposto em Burlamarqui (2000), há uma forte necessidade de instituições que exerçam o papel de coordenar decisões de curto prazo e objetivos futuros.

Tais elementos associados à natureza humana e à imperfeição dos mercados criam um ambiente com elevados níveis de complexidade e incerteza para a atuação dos agentes econômicos, apesar de não serem contemplados pela teoria econômica tradicional. É neste contexto que ganham

importância as instituições e o arcabouço institucional como estrutura para a realização de transações, possibilitando a determinação dos custos de transação e a redução das incertezas por parte dos agentes (CASELLI, 2012).

É interessante observar, como destacado em Caselli (2012), que o papel desempenhado pelas instituições no sentido de reduzir as incertezas e prover a estrutura adequada para a realização das transações entre os agentes pode ser aplicado para o caso da regulação. Isto porque a regulação pode ser compreendida como uma forma de estabelecer as regras para as interações entre os agentes que a compõem de modo a reduzir o grau de incerteza existente e a complexidade dos ambientes. Este tópico será retomado com maior profundidade na próxima seção que trata especificamente do conceito de organizações dentro da abordagem baseada em instituições.

1.1.4. O conceito de Organizações e seu papel na abordagem institucionalista

Dentro da abordagem institucional, é de extrema relevância conceituar e destacar o papel das chamadas organizações. Hodgson (2006) define as organizações como sendo um tipo especial de instituição que possui critérios para separar membros e não-membros, além de possuir cadeias de comando determinando responsabilidades iternas.

De acordo com Gala (2003), a matriz institucional oferece diversas formas de estímulos aos quais as organizações respondem em busca de seus objetivos. Por este motivo, as organizações são os elementos que dão dinâmica ao modelo de análise baseado em instituições e, assim, configuram-se como os principais agentes dentro de uma sociedade. North (1990) define as organizações como agentes bastante diversificados e que incluem: agentes políticos, agentes

econômico (empresas, sindicatos, entre outros), agentes sociais (clubes, igrejas, associações, etc.) e agentes educacionais (escolas, universidades, etc.).

Para melhor compreensão do conceito de organizações, Gala (2003) menciona também a metáfora dos jogos esportivos utilizadas por Douglass North. De acordo com esta metáfora, as instituições atuam como as regras de um determinado esporte ao mesmo tempo em que as organizações representam seus jogadores. Neste sentido, as regras de um jogo definem a maneira como os jogadores devem jogar, limitando suas ações, disciplinando e influenciando seus movimentos. De forma análoga, este é o papel desempenhado pela matriz institucional na sociedade. As organizações, por sua vez, procuram se organizar estrategicamente para alcançar seus objetivos dadas as regras do jogo.

Gala (2003) destaca que, ainda que North não se aprofunde na questão da origem das organizações, o mesmo faz referência ao conceito de custos de transação para explicar o surgimento deste tipo de estrutura. Isto porque Coase (1937), obra de referência sobre custos de transação, busca compreender a existência das firmas como resposta a estes custos tendo em vista a decisão entre internalizar a execução de um serviço ou a produção de um bem ou buscá-los no mercado. Portanto, ainda que de forma superficial, este arcabouço teórico é utilizado na obra de North como base para a explicação acerca do surgimento das organizações.

Retornando à metáfora das instituições como as "regras do jogo" e em linha com a teoria dos custos de transação, Pejovich (1995 *apud* PONDÉ 2005) indica que "a maior função das regras do jogo é reduzir o custo das interações humanas de modo a tornar os comportamentos mais previsíveis. Para cumprir este objetivo, as instituições devem ser críveis e estáveis". Em outras palavras, as instituições desempenham

papel crucial no sentido de reduzir os chamados custos de transação tendo em vista que estas sejam capazes de reduzir o nível de incerteza dos agentes econômicos.

Ainda que North apenas tangencie a origem e o surgimento das organizações, a verdadeira preocupação do autor, como destacado em Gala (2003), é a dinâmica de interação destas com a matriz institucional. Na medida em que as organizações estão inseridas em um determinado desenho institucional, estas interagem de forma constante entre si e com as instituições. Assim, a evolução institucional de uma sociedade bem como o seu desempenho econômico depende fundamentalmente desta interação entre as organizações e as instituições (NORTH, 1994).

Em suma, o conceito de organizações e o papel destas dentro do arcabouço institucional de uma sociedade são fundamentais para qualquer análise a partir da ótica das instituições. Neste sentido, ganha importância não só as organizações, mas também a interação existente entre estas e a matriz institucional. Tendo em vista o escopo do trabalho em torno da questão regulatória, é de grande relevância também a compreensão de como o arcabouço regulatório pode influenciar nas organizações bem como nas estratégias destas.

1.2. Regulação econômica: conceitos básicos e a abordagem institucional

Esta seção tem como objetivo apresentar os conceitos básicos acerca da teoria econômica da regulação. Para isto, são utilizadas tanto a abordagem tradicional que justifica a intervenção do Estado através da regulação para corrigir as chamadas falhas de mercado e ainda a abordagem institucional, que expande o conceito de regulação

incluindo também dimensões externas à esfera puramente econômica.

A grande contribuição da seção para o presente trabalho está na definição do conceito de ambiente regulatório que leva em consideração não apenas os aspectos econômicos da regulação, mas também as dimensões política, jurídica e social. A apresentação da teoria tradicional e ainda da visão baseada em instituições contribui para análises mais precisas e que dão conta de ambientes mais complexos marcados pela presença de diferentes atores e tendo em vista ainda a interação existente entre estes.

1.2.1. A abordagem tradicional da teoria econômica da regulação

Sob a ótica econômica tradicional, os mercados são considerados capazes de gerar uma ordem social de forma natural dentro da economia capitalista resultado da interação entre as forças de oferta e demanda. Isto porque os mercados aglutinam os diferentes agentes e seus interesses gerando como resultado uma situação dita "eficiente" sob o ponto de vista da alocação dos recursos e do bem-estar social. A origem desta visão se dá na obra clássica de Adam Smith "A Riqueza das Nações" de 1776. Neste trabalho é introduzida a ideia da chamada "mão invisível" do mercado que supostamente maximiza, de forma natural, o bem-estar social a partir dos interesses privados de cada indivíduo levando a uma situação ótima no sentido de Pareto².

De acordo com esta teoria, a atuação do Estado é considerada desnecessária ou até mesmo indesejável. Isto porque, de acordo com a referida visão, quando o Estado intervém de alguma forma na estrutura de mercado, acaba

² O chamado Ótimo de Pareto ocorre quando não é possível melhorar a situação de um agente sem que se piore a situação de outro.

gerando distorções e comprometendo a alocação ótima dos recursos. Ainda assim, a teoria tradicional admite a atuação do Estado em situações específicas, dentre as quais se destacam as chamadas falhas de mercado. Estas podem ser definidas como situações nas quais a alocação de bens e serviços via livre mercado não se dá de forma eficiente acarretando em perdas para os agentes.

Joskow (1981) destaca que os estudos acerca do tema regulação normalmente se enquadram em três diferentes áreas:

- a) Regulação de preço e entrada de firmas em estruturas de mercado competitivas,
- b) Regulação de preço e entrada de firmas em estruturas de mercado monopolistas (ou oligopolistas)
- c) Regulação "qualitativa", que se concentra em diversos tipos de falhas de mercado indiretamente relacionadas a preços, lucros e estruturas de mercado (tais como os setores de saúde, meio ambiente etc.).

Tendo em vista o escopo do presente trabalho voltado para a análise do setor elétrico, convém destacar a segunda área que contempla os casos de monopólios (ou oligopólios) naturais.

De acordo com a teoria econômica tradicional, os monopólios (ou oligopólios) naturais geram ineficiência do ponto de vista da alocação de recursos e por isso são consideradas falhas de mercado. Estas estruturas são caracterizadas pela presença das chamadas economias de escala. Estas últimas se configuram na literatura econômica nos casos em que o aumento na produção de um determinado bem não implica em aumento na mesma proporção do uso de insumos, acarretando em queda dos custos médios de produção. De acordo com Possas *et al* (1997), nos casos de monopólios naturais, este ganho de escala ocorre em uma determinada proporção em relação ao tamanho de mercado de modo que este último suporta apenas uma única firma (ou, no caso de oligopólios naturais, algumas poucas firmas).

Ainda de acordo com os autores, qualquer movimento no sentido de ampliar o número de produtores neste tipo mercado, de modo a estimular a concorrência, leva à presença de unidades produtivas atuando em escala sub-ótima. Como consequência, têm-se custos médios de produção mais elevados se comparado ao mesmo nível de produção realizado em um mercado contendo apenas uma única unidade produtiva (ou algumas unidades no caso de oligopólio natural).

Neste tipo de estrutura de mercado (incluída entre as convencionalmente chamadas “falhas de mercado”) é justificada, mesmo na visão tradicional, a atuação do Estado por meio da regulação. Esta se daria no intuito de impedir a ocorrência de práticas nocivas aos consumidores como, por exemplo, o estabelecimento de preços monopolistas (POSSAS *et al.*, 1997). Indo nesta mesma direção, Joskow (1981) destaca que a teoria econômica é consistente com a ideia de que monopólios criam situações de ineficiência e de que são necessárias intervenções de modo a prevenir, desfazer ou controlar este tipo de estrutura de mercado.

Além dos monopólios e oligopólios naturais, a teoria tradicional há ainda outras falhas de mercado. Tendo em vista o escopo do trabalho, são destacadas a seguir algumas destas falhas:

- a) Bens públicos: os bens públicos são caracterizados por serem não rivais e não-excludentes. Isto é, não há excluir indivíduos de usufruir do bem público e não há custos adicionais quando há a inclusão de mais um indivíduo beneficiário do bem público (diz-se que o custo marginal é igual a zero).
- b) Externalidades: estas ocorrem quando ações de um determinado agente altera a situação de outros agentes, sem que o primeiro arque com os custos ou seja compensado pelos benefícios gerados.
- c) Assimetria de informação: a existência de assimetria de informação entre os agentes tendem a gerar ineficiências alocativas.

Tanto a questão dos monopólios naturais como as falhas acima descritas são características intrínsecas aos setores de infraestrutura, dentre os quais se encontra o setor elétrico. Deste modo, é possível identificar, mesmo na literatura tradicional, que tais setores são passíveis de intervenção do Estado por meio de instrumentos regulatórios em face à presença das chamadas falhas de mercado.

1.2.2. As limitações da abordagem tradicional e a ótica baseada em instituições

Em síntese, de acordo com a teoria tradicional, a regulação econômica pode ser justificada pela presença de falhas de mercado tendo em vista que estas se configuram como situações nas quais são violadas as hipóteses neoclássicas de equilíbrio geral. Assim, de acordo com a teoria tradicional, a intervenção do Estado por meio da regulação econômica se justifica na medida em que esta busca corrigir as chamadas falhas de mercado, promovendo o maior retorno social das atividades. Retomando a crítica de Chang (2000), são justamente estas referidas correntes tradicionais da teoria econômica que eventualmente se mostram insuficientes para análises mais precisas exatamente por não considerarem os diversos aspectos institucionais presentes na sociedade como um todo.

Em consonância com a ótica a partir das instituições, Fiani (2004) argumenta que o modelo tradicional de regulação, ao não levar em consideração os aspectos institucionais, sofrem limitações significativas. O autor embasa seu argumento utilizando como objeto de análise a evolução dos setores de infraestrutura ao longo das décadas de 1980 e 1990. Isto porque as evidências apontadas pelo autor revelam a dificuldade de se explicar tal evolução com base apenas em modelos tradicionais de regulação e sem o aporte de aspectos institucionais.

Desta forma, é destacada ainda na obra a necessidade de pesquisas mais aprofundada que contemplem os determinantes institucionais da regulação econômica. Nas palavras do autor:

Somente com a elaboração de análises que dêem conta, em primeiro lugar, dos condicionantes exercidos pela estrutura institucional em que se dá a regulação econômica e, em segundo lugar, das preferências dos reguladores, poderá

eventualmente ser superada a diversidade de conclusões dos modelos até aqui apresentados (FIANI, 2004).

Ainda com relação à consideração de aspectos institucionais no âmbito da regulação econômica, Roxo (2005) caracteriza a regulação como uma atividade marcada pela interdependência entre diversas organizações de elevada complexidade tais como grandes empresas, associações representativas, agências reguladoras, departamentos de Estado, entre outras. Por sua vez, Alveal (1998) caracteriza a regulação como atividade disciplinadora de processos de elevado dinamismo que envolve diversos tipos de organizações econômicas e sociais (*apud* ROXO, 2005).

Portanto, a abordagem institucional contempla elementos que estão relacionados tanto à regulação econômica quanto à interação entre atores que compõem o desenho institucional definindo o chamado ambiente regulatório (CASELLI, 2012). De acordo com Roxo (2005), o ambiente regulatório possui quatro dimensões. São elas: política, social, jurídica e econômica.

Ademais, é importante também salientar, como em Caselli (2012), que o ambiente regulatório e os elementos que o compõem refletem não só o desenho institucional e suas organizações e indivíduos, mas também o modo de interação existente entre estes e os fatores que os influenciam. De igual importância é a questão da delimitação do chamado ambiente regulatório. Neste sentido, é adotada no presente trabalho a mesma definição utilizada por Hancher & Moran (1998 *apud* ROXO, 2005) que limita o ambiente regulatório ao espaço inserido no escopo de influência da atuação do Estado, estando sujeito a esta. Mais especificamente com relação a este ponto, o presente trabalho levará em consideração a interação entre os agentes a nível setorial

bem como a interação destes com o Estado e ainda a influência do arcabouço regulatório nestas relações e nas estratégias adotadas pelos agentes em seu contexto de atuação no setor.

Em suma, as perspectivas mais tradicionais acerca do tema da regulação econômica falham na medida em que não consideram em seu arcabouço teórico os aspectos institucionais. A ótica baseada em instituições, por sua vez, busca compreender a regulação econômica como uma atividade dinâmica tendo em vista a incorporação de elementos institucionais que estão sujeitos a mudanças e ainda a consideração da interação existente entre tais elementos. A incorporação destes aspectos conduziu à utilização do conceito de ambiente regulatório que, ao incorporar em seu escopo elementos institucionais e suas interações, viabiliza uma análise mais complexa e com maior nível de precisão se comparada ao modelo tradicional de regulação. Neste sentido, Levy e Spiller (1999) destacam que os aspectos políticos e sociais, bem como a estrutura institucional de um determinado país são determinantes para a definição do tipo de desenho regulatório a ser implementado a fim de que sejam contemplados os interesses das partes envolvidas.

Neste sentido, o presente trabalho parte do princípio da importância do desenho institucional para um arcabouço regulatório consistente na medida em que este se configura como um requisito para que determinado modelo seja considerado atrativo ao investimento por parte de agentes privados. De acordo com Kessler (2006), tendo em vista que os agentes privados procuram sempre a melhor combinação entre risco e retorno, as condições institucionais e o regime regulatório são determinantes para a decisão de investir ou não. Levy e Spiller (1999 apud KESSLER, 2006)

apontam que os fundamentos de um arcabouço regulatório se configuram como a base para o desenvolvimento de uma estrutura institucional adequada e que favoreça o desenvolvimento setorial.

1.2.3. Bases institucionais para o modelo baseado em agências reguladoras independentes

Tendo em vista o aparato teórico da escola institucionalista, é conveniente destacar as suas bases para o modelo baseado na presença de agências reguladoras independentes. Neste sentido, Ogus (2004) destaca criticamente a visão dos economistas quanto à regulação por considerar que frequentemente se limita a questões de mercado e a estruturas inadequadas ao processo competitivo. O autor adiciona ainda a ideia de "regulação social" de onde se originam questões que vão além do campo exclusivamente econômico. Deste conceito é possível depreender questões, por exemplo, de ordem socioambiental, jurídicas ou políticas ou ainda a influência de elementos desta natureza em um determinado arcabouço regulatório. Em síntese, trata-se da consideração de aspectos institucionais no âmbito da atividade regulatória.

Gilardi (2005) destaca a tendência verificada a partir da década de 90 nos mercados mundiais no sentido da liberalização, da privatização de empresas e da 'desregulação', alterando de forma significativa o papel desempenhado pelo Estado. Neste contexto, ganha relevância o estabelecimento da figura de agências regulatórias independentes. O autor aponta que esta tendência pode ser explicada, dentre outras razões, por questões relacionadas à credibilidade e incertezas políticas trazidas pelo novo modelo. Neste sentido, o autor destaca a importância da capacidade de comprometimento da atividade regulatória não estando sujeita a mudanças de acordo com interesses do governo. Assim, a delegação deste tipo de atividade a uma

organização independente é uma forma de conferir maior credibilidade e conceder maior segurança a investidores privados.

Em outras palavras, o arcabouço regulatório em um determinado setor econômico deve ser blindado em relação a eventuais mudanças de governo ou da orientação de políticas por parte do mesmo. Retomando Gilardi (2005), a blindagem em relação à incerteza política e a credibilidade da regulação são aspectos que motivam a criação das agências reguladoras independentes que ganham relevância ainda maior no caso de setores com a presença de custos irrecuperáveis³ como, por exemplo, os setores de infraestrutura. Este movimento ganha força sobretudo a partir do início da década de 90 com o processo de liberalização dos mercados como ocorrido, por exemplo, no setor de energia no Brasil.

1.3. Desenho institucional e arcabouço regulatório no setor elétrico brasileiro

Tendo em vista que o presente trabalho tem como enfoque uma questão específica relacionada à regulação para contratação de usinas de geração termelétricas no país, convém realizar, ainda no capítulo inicial, um exame acerca do desenho institucional e regulatório do setor elétrico brasileiro. Os elementos expostos nesta seção serão de suma importância para a compreensão do ambiente regulatório do setor e de suas especificidades enfatizando, no caso deste trabalho, questões relacionadas à expansão matriz elétrica e, mais especificamente, à contratação de usinas termelétricas.

O estudo da evolução do parque gerador brasileiro e de suas principais características envolve, portanto, não só

³ Os custos irrecuperáveis ou “afundados” estão associados a ativos específicos os quais, uma vez adquiridos, não podem ter seu valor recuperado caso o agente decida se desfazer do mesmo ou sair do mercado.

questões físicas e territoriais, mas também aspectos históricos e institucionais que exerceram forte influência na consolidação do perfil atual da matriz elétrica brasileira. Neste sentido, a seção tem como objetivo analisar de que forma o arcabouço institucional do setor elétrico brasileiro e suas transformações impactaram no modelo de expansão do parque gerador brasileiro.

1.3.1. O modelo instaurado no pós-guerra e a opção pela construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios

O modelo de desenvolvimento adotado no Brasil a partir dos anos 30 era fortemente baseado na industrialização e na urbanização acelerada, com consequências para o sistema elétrico do país. Isto se explica pelo fato de que este modelo teve como principal característica a forte atuação do Estado e o processo de substituição de importações que impulsionaram o crescimento da indústria brasileira. Como consequência deste processo, verifica-se forte aumento na demanda por energia elétrica.

Por sua vez, o setor elétrico brasileiro era marcado por uma estrutura de mercado onde predominavam as grandes empresas estrangeiras que atuavam nos principais centros de consumo do país. Entretanto, o momento conturbado marcado pela crise internacional dos anos 30 e pela segunda guerra mundial, levou o Estado a buscar a ampliação da sua participação na capacidade de geração de energia elétrica no país. Desta forma, em consonância com as necessidades de expansão da atividade produtiva, com os novos padrões de consumo e ainda com o modelo de desenvolvimento adotado no país, ganha destaque a presença do Estado no setor elétrico na figura de planejador, investidor e regulador (CASTRO e ROSENAL, 2016).

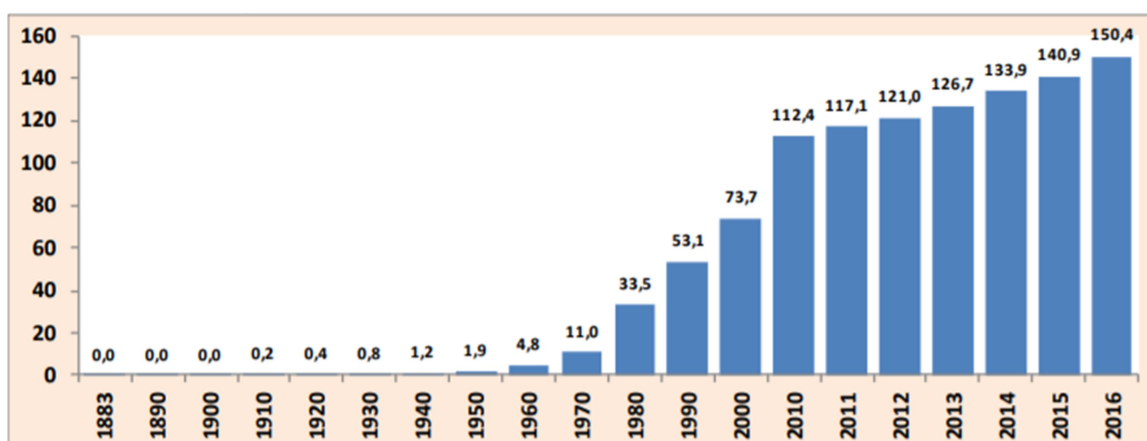
Diante deste quadro de explosão da demanda por energia elétrica e de forte atuação do Estado no setor, é realizado em 1963 o chamado Projeto Canambra. No âmbito deste projeto foram feitos diversos estudos acerca do potencial hidrelétrico brasileiro. De acordo com Livino de Carvalho (2015), o projeto foi decisivo para a opção pela construção de usinas hidrelétricas dotadas de grandes reservatórios que se mostraram vantajosas por se tratarem de empreendimentos de vida útil extensa e com baixos custos de geração, operação e manutenção. Ainda de acordo com Livino de Carvalho (2015), destas características derivou todo o planejamento do setor elétrico brasileiro.

Além disso, vale destacar também que a opção pela geração de energia elétrica a partir da fonte hídrica torna o país menos suscetível à volatilidade dos preços de combustíveis. Esta característica é especialmente importante tendo em vista o contexto de crise geopolítica envolvendo o petróleo⁴. Outra importante característica é a presença de grandes reservatórios que confere ao sistema elétrico a capacidade de regularização das afluências do sistema elétrico como um todo.

Em síntese, o período compreendido entre o pós-guerra e o início da década de 70 fica marcado pelo expressivo aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país como pode ser verificado no Gráfico 1 que se consolidou através da construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios.

⁴ O ano de 1973 fica marcado pela chamada Crise do Petróleo desencadeada pelo embargo realizado pelos países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). A crise levou a um súbito aumento no preço do barril de petróleo com sérios efeitos sobre a balança comercial dos países dependentes da importação do produto.

Gráfico 1: Capacidade instalada (em GW)



Fonte: MME, 2017 (Capacidade Instalada de Geração Elétrica)

Deve-se destacar ainda a ampla participação do Estado na medida em que este realizou grandes investimentos em unidades de geração com a criação de empresas estatais como a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945 e da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), em 1946. Contudo, a participação do Estado atinge seu auge em 1962 com a criação da Eletrobras. A empresa foi criada de forma integrada verticalmente atuando nos segmentos de geração e transmissão e era um elemento central no modelo desenvolvimento do setor elétrico implementado pelo governo. Vale destacar que, ainda na década de 70, teve início a construção das usinas hidrelétricas de Itaipu e Tucuruí que hoje figuram entre as três maiores usinas hidrelétricas do país com capacidade de geração de 14.000 MW e 8.000 MW, respectivamente.

Até então, o desenho institucional vigente viabilizou a expansão do parque gerador com base no modelo do monopólio estatal. Contudo, a década de 80 marca a deterioração do modelo de desenvolvimento baseado no Estado e o início de um novo vetor de desenvolvimento para o setor elétrico (LIVINO DE CARVALHO, 2015). Este processo tem início com a crise da dívida externa latino-americana de 1982 que

deflagra os questionamentos à capacidade estatal de conduzir o processo de desenvolvimento e ganha força com a queda da participação das empresas estatais em investimentos de infraestrutura.

Para o setor elétrico, esta tendência de reforma com relação ao papel do Estado se traduz na incapacidade de financiamento de expansão, motivando profundas alterações em seu desenho institucional e dando origem a uma nova estrutura de mercado na qual o setor privado assume o papel de protagonista. Em suma, a deflagração da crise internacional da década de 80 pode ser vista como determinante para o declínio do modelo de desenvolvimento do setor elétrico baseado no Estado, tal como ocorrera também em outros setores da economia do país.

1.3.2. A reforma da década de 90 e a matriz elétrica brasileira

Como observa Livino de Carvalho (2015), a crise financeira e econômica vivida pelo Estado ameaçou o financiamento da expansão do setor elétrico brasileiro. Com a revisão do papel do Estado e sua nova forma de atuação voltada para a fiscalização e regulação da atividade privada, se destacam as iniciativas de privatização de empresas estatais do setor elétrico (sobretudo as distribuidoras) e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Ainda de acordo com a autora, a reforma atinge o setor elétrico por meio de três grandes vetores: venda de ativos para gerar receita ao Estado, restauração de investimentos e aumento da eficiência das empresas de energia. Este movimento se dá em linha com a tendência de difusão do modelo baseado em agências reguladoras independentes, como discutido na seção 1.2.3 deste trabalho.

Com relação à estrutura de mercado resultante no setor de energia elétrica, observa-se que o segmento de distribuição

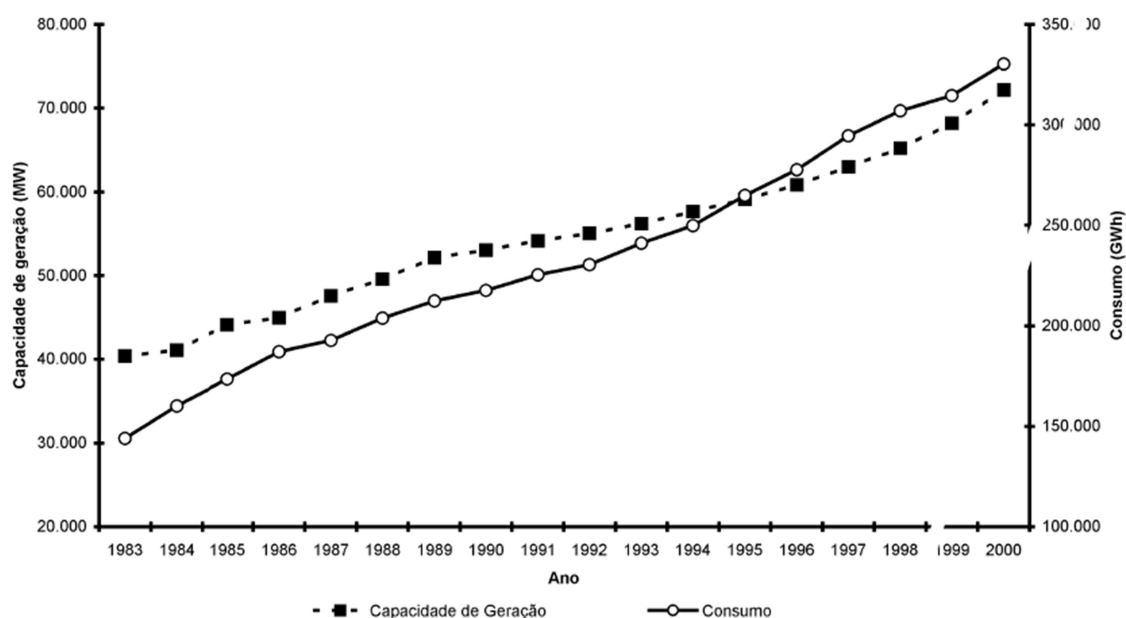
continua a ser considerado um caso de monopólio natural regulado com espaço para atuação de agentes privados por meio de contratos de concessão firmados com o governo. O mesmo ocorre com o segmento de transmissão de energia elétrica, que sempre foi considerado monopólio natural regulado. Por outro lado, o segmento de geração de energia elétrica foi o que sofreu maiores modificações sob o ponto de vista da estrutura de mercado com a introdução de mecanismos de livre concorrência.

É importante observar a mudança no perfil da atuação dos agentes após o fechamento deste ciclo e a forma como estes mesmos agentes se reorganizam diante do novo panorama de mercado que se desenha a partir das modificações introduzidas ao longo da década de 90 com destaque para o modelo baseado na figura de agência reguladora independente. Neste contexto, a ampla reformulação pela qual passou o setor elétrico deu ao Estado o papel de regulador, configurando assim um novo vetor de desenvolvimento do setor elétrico que se baseia, sobretudo, na atuação de agentes privados. O novo arcabouço regulatório implementado possui implicações para os investimentos na expansão do parque gerador na medida em que favorece a compra de ativos de geração em detrimento do investimento na expansão do parque gerador até então existente (CASTRO e ROSENTAL, 2016).

Em suma, o governo partiu então do princípio de que os mecanismos de mercado, por meio do estímulo à competição, seriam adequados para garantir a expansão do parque gerador brasileiro. Em consequência do perfil dos investimentos realizados no âmbito do Plano Nacional de Desestatização

(PND)⁵, verificou-se um descompasso entre crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica, como ilustrado no Gráfico 2. A combinação entre falta de investimentos em novos ativos de geração com a crise hídrica de 2001 e a conseqüente redução do nível dos reservatórios provoca a chamada "crise do apagão", obrigando o governo a implementar medidas de racionamento de energia elétrica.

Gráfico 2: Descompasso entre oferta e demanda de energia elétrica



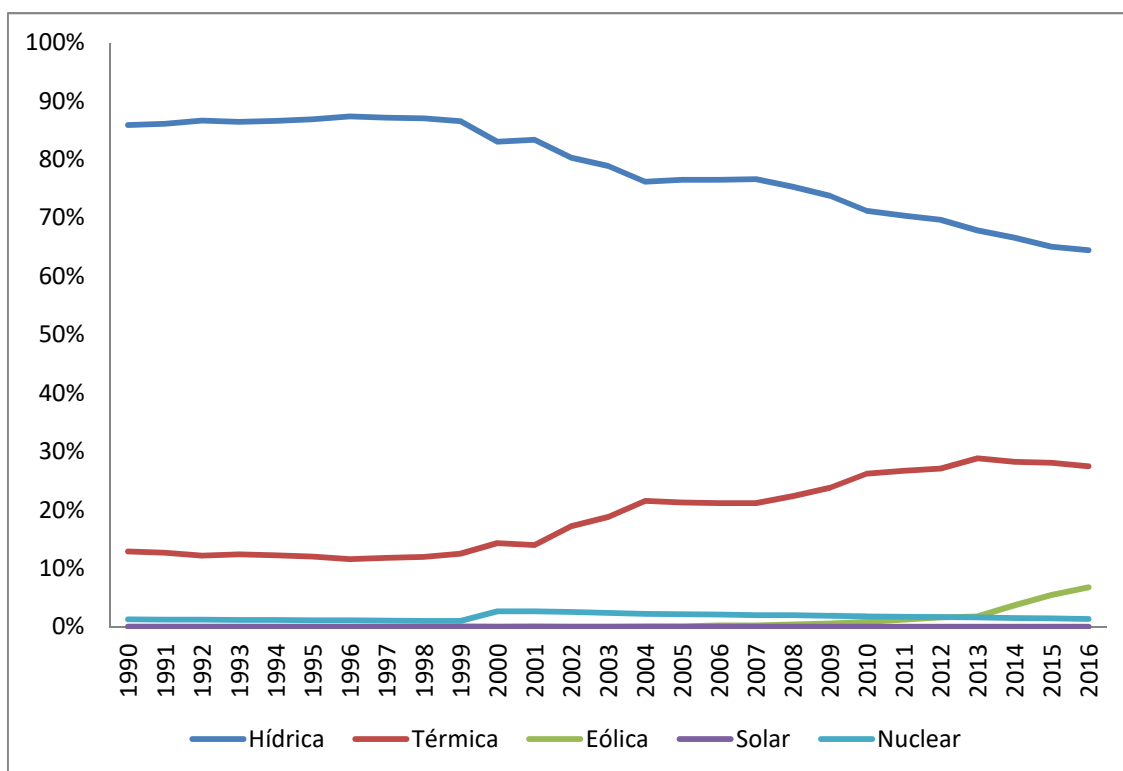
Fonte: Araújo (2001)

O desenho institucional do setor elétrico consolidado nos anos 90, portanto, mostrou-se falho na questão da segurança do suprimento, o que pode ser explicado pelo arcabouço regulatório vigente que desestimulou o investimento em novos projetos de geração de energia elétrica. Neste

⁵O PND é regulamentado pela Lei nº 9.491 de 1997 e tem como objetivo o reordenamento da posição do Estado na economia, transferindo para o setor privado algumas atividades antes exploradas pelo governo.

contexto, verificou-se uma mudança na estrutura da matriz elétrica brasileira, sobretudo a partir dos anos 2000, marcada pela redução da participação relativa da fonte hídrica na matriz elétrica brasileira, como mostra o Gráfico 3.

Gráfico 3: Perda de participação relativa da fonte hídrica



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE (2017)

Este movimento é consequência do modelo de investimento implementado a partir da reforma dos anos 90 que provocou a crise do racionamento de 2001 e é compensado, em grande medida, pelo aumento da geração de energia elétrica por meio das usinas termelétricas. Ainda de acordo com o Gráfico 3, esta tendência se intensificou ao longo dos anos seguintes.

1.3.3. Nova reforma: o modelo de 2004 e a consolidação dos leilões como instrumento de política energética

As falhas do modelo evidenciadas a partir da crise configuraram um novo vetor para desenvolvimento do setor elétrico que exigia um redesenho institucional com novas implicações para a forma de atuação do Estado e dos agentes privados. Este novo modelo, implementado em 2004, teve como pilar a necessidade da criação de condições que minimizassem os riscos de uma nova crise energética tal qual a ocorrida em 2001. Além da confiabilidade do suprimento de energia, o modelo implementado em 2004 também tinha como pilares a modicidade tarifária, a universalização do acesso à energia elétrica e a estabilidade regulatória.

A principal inovação trazida por este modelo são os novos mecanismos de comercialização de energia que priorizam o investimento em novos ativos de geração e transmissão em detrimento da troca de propriedade de ativos já existentes, como verificado no âmbito do PND. Dentre as novas regras de comercialização, vale destacar a preocupação com a garantia do suprimento de energia. O art. 2º, caput da Lei nº 10.848/2004 determina que as concessionárias de distribuição devem garantir o atendimento total do seu mercado por meio da contratação regulada. Esta obrigação evidencia um dos principais objetivos da reforma do modelo de comercialização de energia que visa dar maior previsibilidade à expansão da capacidade instalada de geração por meio da realização de leilões de energia para novos projetos de geração, atendendo assim a demanda das distribuidoras.

Estes novos mecanismos são consubstanciados em leilões de energia que são desenhados de modo a forçar a competição entre os concorrentes tendo como resultado a expansão do

setor e a garantia do princípio da modicidade tarifária previsto no artigo 6º da Lei 8.987 de 1995, como será explorado mais adiante no trabalho. Os contratos celebrados nos leilões de energia são então utilizados como garantia para a obtenção de financiamentos de longo prazo junto às instituições financeiras. Vale destacar, em um primeiro momento, a atuação das empresas estatais como catalizadoras nos leilões de geração através da formação de consórcios e ainda o papel do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) no financiamento dos investimentos.

Em consonância com as novas regras de comercialização e no âmbito do novo desenho institucional do setor instaurado a partir de 2004, merece destaque também a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) como instituição responsável pelo registro dos contratos de compra e venda de energia e ainda pela liquidação financeira das diferenças nos contratos de curto prazo. A CCEE assume grande importância por ser uma peça chave no funcionamento do segmento de comercialização de energia elétrica instituído a partir de 2004.

Ainda no âmbito da CCEE foram criados dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde se encontram os consumidores cativos (distribuidoras). As distribuidoras no ACR fazem estimativas de crescimento da demanda em horizontes temporais de três e cinco anos que orientam a realização de leilões. Os vencedores dos leilões celebram contratos que historicamente foram usados como garantias na obtenção de financiamentos de longo prazo junto ao BNDES a taxas menores que as praticadas no mercado (CASTRO e ROSENTHAL, 2016).

O modelo de 2004 marca, portanto, o estabelecimento de um padrão de financiamento de longo prazo baseado nos leilões e nos contratos de longo prazo. Com o amadurecimento deste

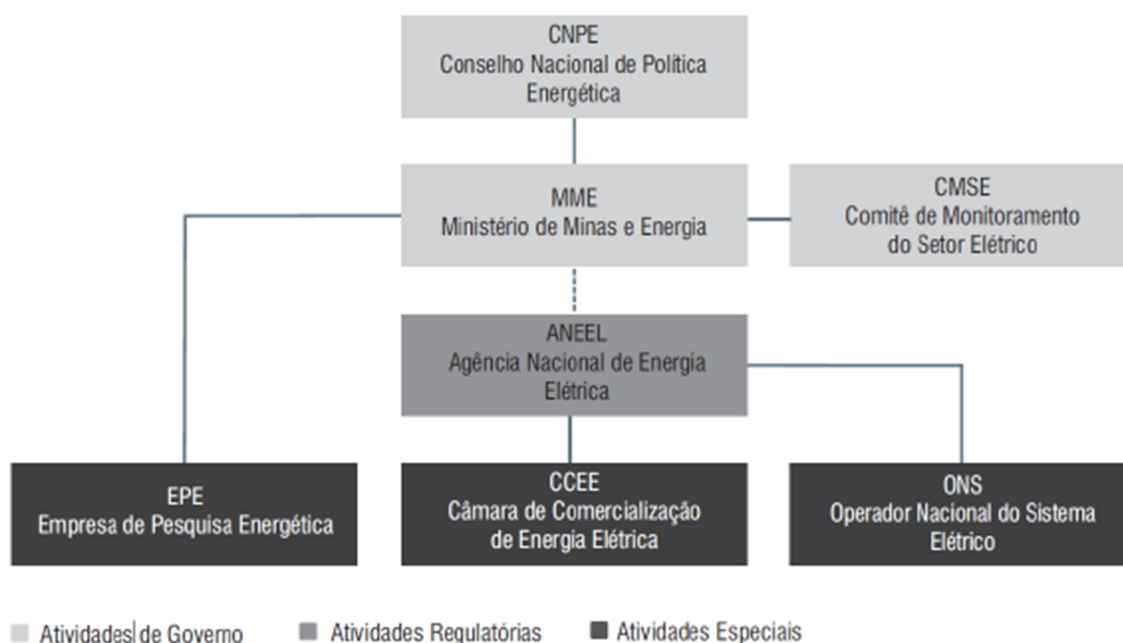
modelo, observa-se um processo de fusão e aquisição de empresas do setor e ainda a diminuição da necessidade da atuação das empresas estatais como catalizadoras nos leilões de geração, explicitando a relativa estabilidade institucional do setor, notadamente no âmbito regulatório. O papel do Estado neste contexto se altera novamente ampliando sua participação como planejador e regulador e diminuindo sua atuação na produção de energia (CASTRO e ROSENAL, 2016).

O modelo implementado em 2004 traz, portanto, um novo desenho institucional marcado pela preocupação por parte do governo com a questão do abastecimento e do planejamento do setor. Neste sentido, além da criação da CCEE, se destaca também a criação dos seguintes órgãos:

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): criado pela lei 10.848 de 2004 com a incumbência de acompanhar questões relacionadas ao suprimento de energia elétrica em todo o território nacional
- Operador Nacional do Sistema (ONS): criado pela lei 10.847 de 2004 responsável pelo controle da operação de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN).
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): também criada pela lei 10.847 de 2004 com a incumbência de realizar estudos e pesquisas de modo a subsidiar o planejamento do setor energético.

A figura 1 representa o novo desenho institucional do setor elétrico brasileiro após a reforma de 2004.

Figura 1: Novo desenho institucional após a reforma de 2004



Fonte: Tolmasquim (2015)

O novo desenho institucional e regulatório configura-se, portanto, como uma evolução em relação ao modelo anterior na medida em que paralisa as privatizações e prioriza os investimentos em novos ativos de geração e transmissão contando com a participação das empresas públicas. Desta forma, o novo modelo incentiva a competição via leilões reversos, nos moldes do que já ocorria antes com o segmento de transmissão. Neste caso, vence o agente que ofertar ao menor preço, promovendo assim a expansão do sistema e preservando o princípio da modicidade tarifária, também presente no modelo implementado em 2004 (CASTRO e ROSENTAL, 2016).

Ainda com relação ao modelo implementado por meio da reforma de 2004 e tendo em vista o escopo do presente trabalho, ganham importância os mecanismos de comercialização implementados. Isto porque estes novos mecanismos estão relacionados às formas de contratação de fontes termelétricas e suas inadequações que são o foco principal deste trabalho. Esta questão será retomada com maior profundidade nos capítulos 3 e 4 deste trabalho.

Esta seção buscou, portanto, analisar as mudanças ocorridas no desenho institucional e no arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro e a relação destas mudanças com o

processo de planejamento da expansão do parque gerador do país baseado, sobretudo, na construção de hidrelétricas com grandes reservatórios. Para isso, foram analisadas, de forma breve, algumas das mudanças ocorridas no setor até que este atingisse sua configuração atual. Contudo, é relevante destacar que o modelo atual ainda enfrenta problemas e possui necessidade de aperfeiçoamentos. Estas necessidades se tornam ainda mais latentes se for levado em consideração o cenário prospectivo de mudanças no paradigma operativo do setor decorrente do surgimento de novas tecnologias e de mudanças na matriz de geração, como será analisado a seguir.

2. A MUDANÇA NO PERFIL DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E A NECESSIDADE DE USINAS TERMELÉTRICAS

O presente capítulo tem como objetivo central analisar as perspectivas da expansão do parque gerador brasileiro procurando destacar os principais desafios, sobretudo do ponto de vista da operação do sistema. De modo a dar subsídios para esta análise, são utilizadas as projeções feitas no âmbito do Plano Decenal de Expansão 2026 (PDE) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Por meio deste estudo são levantados os principais dados relacionados à expansão do parque gerador brasileiro. Diante deste cenário prospectado pela EPE, será analisada a importância da participação das chamadas fontes controláveis de energia, com ênfase para o papel das usinas termelétricas a gás natural tanto na ponta quanto na base da curva de carga.

O capítulo está dividido em 3 seções. Na primeira são apresentadas as estimativas de expansão da demanda e do parque gerador com base no PDE 2026. Nesta seção é enfatizada a questão do fim da hegemonia das usinas hidrelétricas (UHE) com grandes reservatórios e a difusão de fontes renováveis, notadamente a eólica, que são marcadas pela intermitência de sua geração. Na segunda seção, ainda com base no PDE 2026, é examinada a necessidade da contratação de fontes controláveis bem como as possíveis alternativas para o atendimento à ponta do consumo de energia elétrica, destacando suas vantagens e desvantagens. Na terceira e última seção é enfatizado o papel das usinas termelétricas e suas possibilidades de atuação fornecendo potência ao sistema de forma constante (base) ou em momentos de pico de demanda do mesmo (ponta) considerando o contexto de necessidade da incorporação de

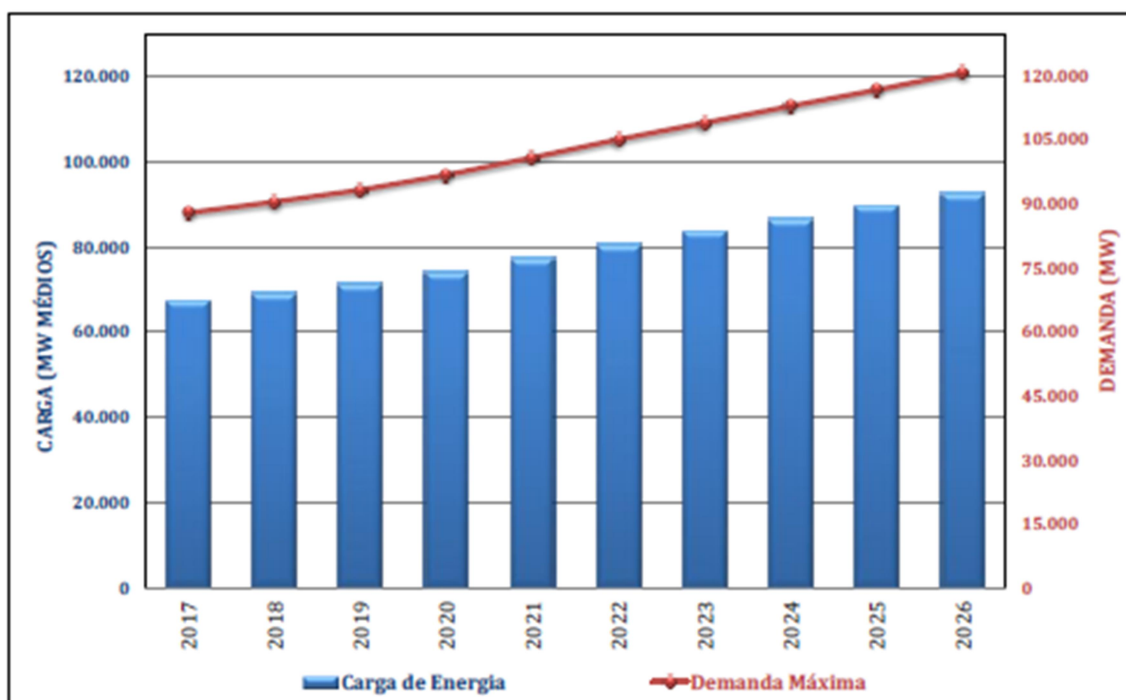
fontes controláveis na matriz elétrica brasileira em função da expansão das fontes renováveis.

2.1. Perspectivas da Expansão Da Demanda e do Parque Gerador

Esta seção tem como objetivo analisar as perspectivas para expansão da demanda e do parque gerador brasileiro até o ano de 2026. Esse exame considera que a matriz brasileira atravessa um processo de mudança em sua composição que deverá se aprofundar ao longo dos próximos anos com implicações diretas sobre a operação do sistema elétrico. A projeção realizada pela EPE (2017c) leva em consideração o aumento da oferta capaz de atender o crescimento da demanda. Neste sentido, o documento analisa as possíveis alternativas para a expansão da oferta, sendo o foco central da presente seção.

As projeções de aumento da demanda elaboradas pela EPE (2017c) são feitas por meio de modelos de projeções econômicas para o período de referência. O Gráfico 4 apresenta os resultados considerando a projeção de demanda média (carga de energia) e de ponta do sistema (demanda máxima).

Gráfico 4: Projeções de demanda e carga de energia elétrica: 2017 – 2026 (em MW)



Fonte: EPE (2017c)

De acordo com o gráfico 4, a carga do sistema deverá ter crescimento anual médio de 3,5%, correspondendo a aproximadamente 2.700 MW médios. A demanda máxima (ponta do sistema) apresenta taxa semelhante de crescimento da carga de energia. Em suma, as projeções apontam a expansão da demanda por energia elétrica no país ao longo dos próximos anos, com destaque para a necessidade do atendimento à ponta do sistema.

Tendo em vista o quadro de previsão de expansão da demanda tanto para a base quanto para a ponta do sistema, é importante analisar também as perspectivas de expansão da oferta de energia de modo a verificar as condições e as alternativas para o atendimento à demanda de modo a evitar os déficits de energia. Neste sentido, a Tabela 1 apresenta as perspectivas de evolução da capacidade instalada no período compreendido entre os anos de 2016 e 2026 de acordo com dados de EPE (2017c).

Tabela 1: Evolução da Capacidade Instalada da Matriz Elétrica Brasileira: 2016-2026
(em MW)

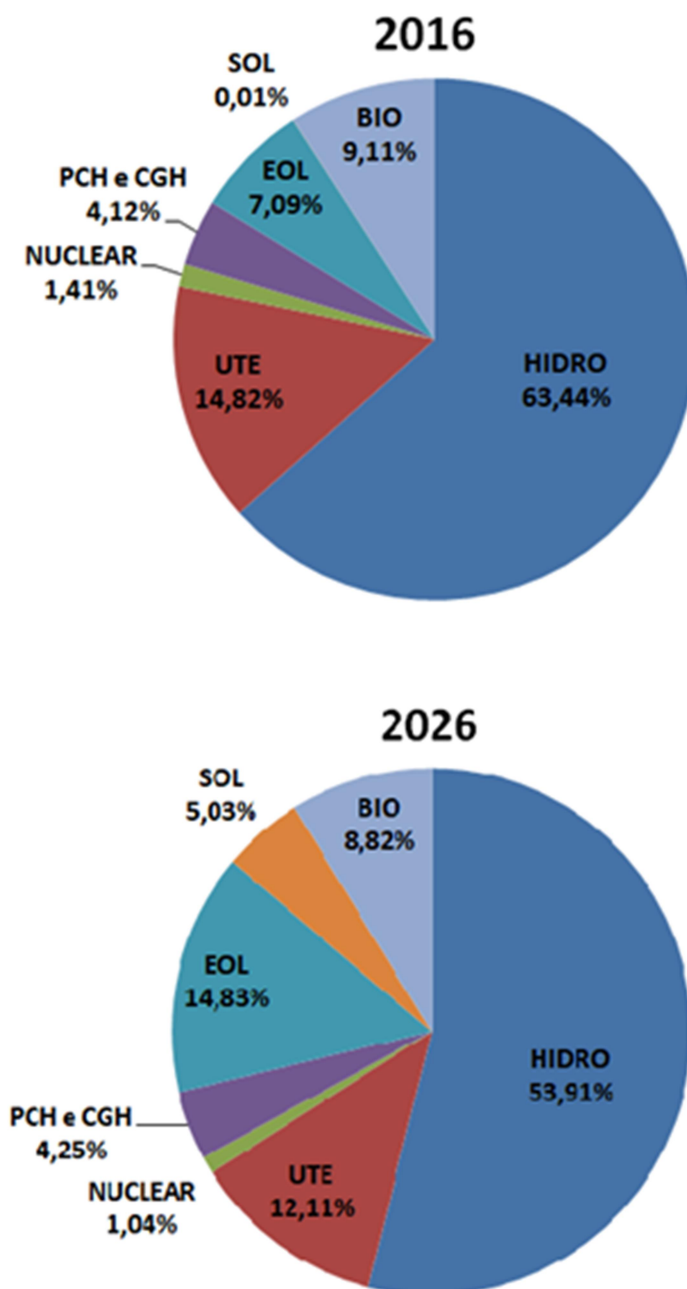
FORTE ^(a)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	118.445	127.711	136.886	141.212	143.548	146.974	150.687	154.477	158.383	162.489	166.690
HIDRO ^(b)	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.966	48.538	52.209	55.882	59.552	63.223
PCH e CGH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.258	7.558	7.858	8.158
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	19.450	21.254	23.058	24.862	26.666	28.470
BIOMASSA ^(c)	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	15.802	16.368	16.936
SOLAR CENTRALIZADA	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660
NÃO RENOVÁVEIS	22.947	23.538	23.566	23.906	25.427	25.427	25.427	26.735	25.751	24.852	26.634
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL ^(d)	12.532	13.123	13.151	13.151	14.672	14.672	14.672	16.172	16.172	16.756	17.339
CARVÃO	3.174	3.174	3.174	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.287	1.805	1.774
ÓLEO DIESEL ^(e)	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.337	787	787	612
ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA^(f)						994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
TOTAL DO SIN	141.392	151.249	160.452	165.118	168.974	173.395	178.646	185.546	192.136	199.539	205.522
Itaipu 50Hz ^(g)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	148.392	158.249	167.452	172.118	175.974	180.395	185.646	192.546	199.136	206.539	212.522

Fonte: EPE (2017c)

Como reflexo da expansão de capacidade instalada projetada pela EPE, a matriz elétrica brasileira deverá assumir uma nova configuração que é marcada pelo fim da hegemonia das grandes hidrelétricas com reservatórios e também pelo aumento da difusão de fontes

renováveis alternativas que são marcadas pela intermitência. O Gráfico 5 compara a composição da matriz elétrica existente em 2016 com a matriz prospectada para 2026, destacando suas principais fontes.

Gráfico 5: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração



Fonte: EPE (2017c)

Os dados do Gráfico 5 indica a queda da participação das hídricas em detrimento do aumento da participação das fontes renováveis alternativas. As razões para esta

mudança na composição da matriz elétrica brasileira serão explicitadas ao longo desta seção bem como as implicações para o sistema elétrico do ponto de vista da operação. Este cenário faz com que seja necessária a adoção de medidas que garantam a confiabilidade do suprimento de energia elétrica, como também será destacado ao longo do capítulo.

2.1.1. Perspectivas para o parque hídrico brasileiro

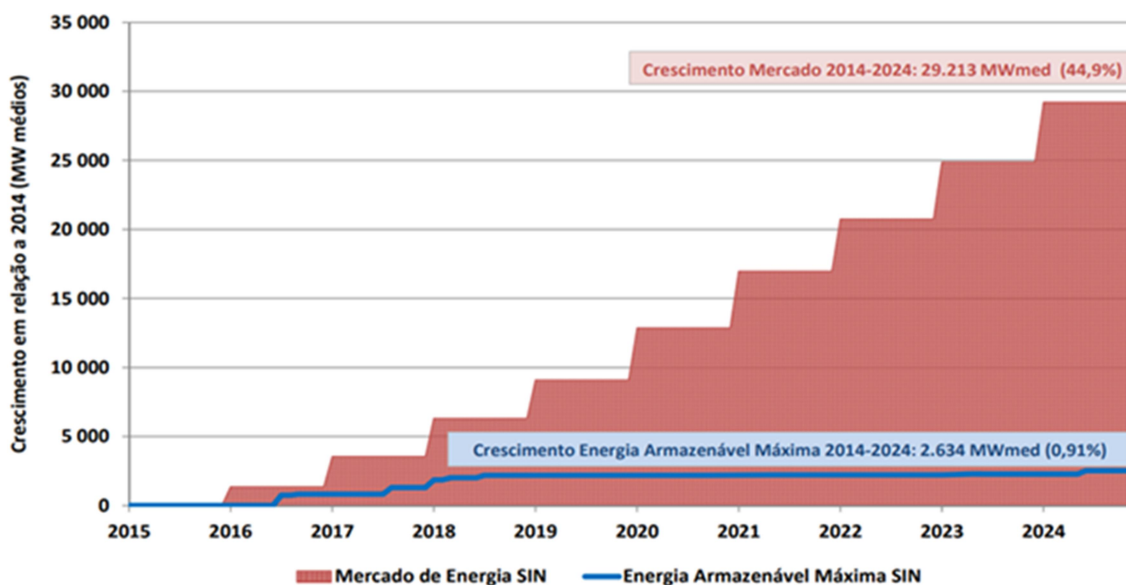
Como examinado anteriormente, o atual paradigma de operação do sistema elétrico brasileiro é marcado pela presença de hidrelétricas com grandes reservatórios que dotam o sistema de capacidade de regularização da oferta de energia ao longo do ano por meio do armazenamento de água. Este tipo de usina possui, portanto, a capacidade de estocar energia de modo a abastecer o mercado durante o período seco do ano. Neste paradigma, a entrada em operação das usinas termelétricas ocorre somente nos momentos de escassez hidrológica e atuando como plantas de back-up (D'ARAÚJO, 2009).

Nos próximos anos, deve-se verificar uma tendência de alteração significativa e consistente na composição da matriz, ainda que a participação hídrica se mantenha predominante (EPE, 2017). Esta tendência pode ser explicada, em parte, pelo perfil das usinas hidrelétricas contratadas nos últimos anos caracterizadas pela ausência de grandes reservatórios de acumulação, sendo denominadas usinas fio d'água. A construção de usinas deste tipo pode ser justificada pelo fato de o potencial hidrelétrico remanescente estar localizado na Região Norte que possui características topográficas pouco favoráveis para a construção de usinas com grandes reservatórios (CASTRO *et al*, 2018). É preciso destacar também que a construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios passou a sofrer restrições dos órgãos ambientais que dificultam a construção de reservatórios com elevada razão entre a área alagada e capacidade instalada (CASTRO *et al*, 2010b).

Tendo em vista este panorama, o que se observa é que as hidrelétricas a serem construídas tendem a apresentar elevada capacidade instalada, mas pouca geração efetiva em períodos de hidrologia desfavorável, dada a ausência de grandes reservatórios de armazenamento. Desta forma, a energia estocada nos reservatórios de usinas hidrelétricas já existentes irá representar uma parcela cada vez menor da demanda por energia, configurando um quadro de redução da capacidade de

regularização da oferta (CASTRO *et al*, 2018). Este cenário de diminuição da capacidade de regularização pode ser visualizado no Gráfico 6 que representa a razão entre o crescimento do mercado de energia do SIN e a chamada Energia Armazenável do Sistema (EAR)⁶.

Gráfico 6: Relação entre crescimento do mercado de energia x energia armazenável máxima: 2015 - 2024 (em MW médios)



Fonte: Tolmasquim (2016)

A relação entre a Capacidade de Armazenamento e o Mercado é adotada como parâmetro pela EPE para auxílio na avaliação da segurança do sistema ao longo do horizonte de planejamento. As estimativas da EPE presentes em seu Plano Decenal de Energia (PDE) 2024 apontam para uma expansão da capacidade de geração hídrica de aproximadamente 30 GW. Contudo, a estimativa de crescimento dos reservatórios hídricos aponta para um acréscimo de apenas 2,6 GW médios de energia armazenável

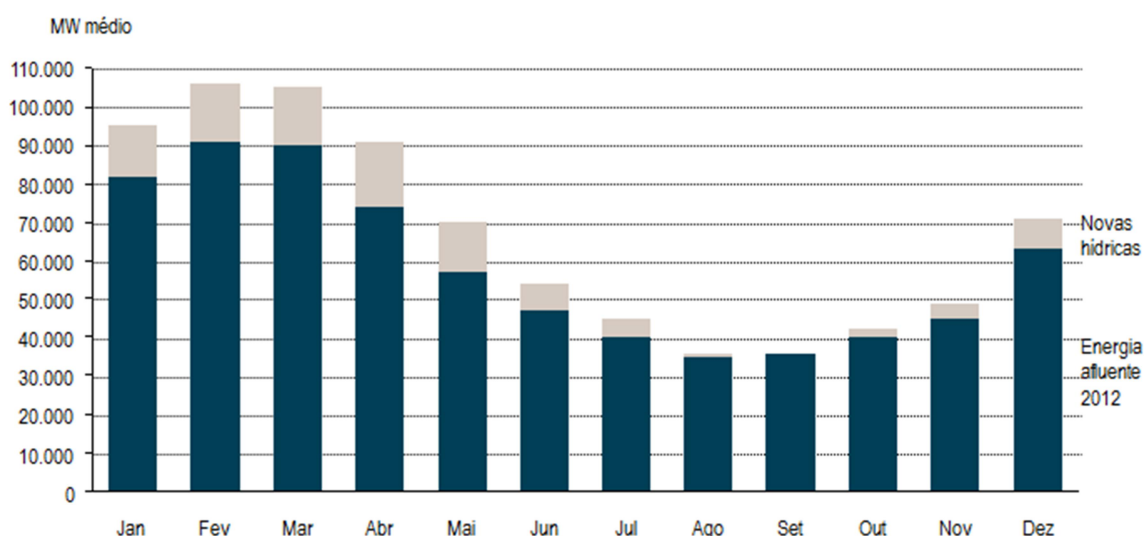
⁶ A Energia Armazenada (EAR) em um reservatório se dá em função do volume útil do reservatório e da altura da queda d'água. Os trechos caudalosos dos rios da Região Norte estão localizados em áreas de baixa altitude, diferentemente do que ocorre nas usinas hidrelétricas das Regiões Nordeste e Sudeste. Portanto, para a estocagem de quantidades expressivas de energia, seria necessária a construção de reservatórios com alto volume útil. A construção de reservatórios deste tipo implica no alagamento de grandes áreas da superfície, o que esbarra em questões ambientais (CASTRO *et al*, 2018).

máxima, números que explicam de forma bem objetiva este novo padrão de matriz elétrica.

No Plano Decenal de Energia 2026, um dos cenários de expansão simulados aponta para um aumento na energia armazenável máxima do Sistema inferior a 1% no período compreendido entre 2017 e 2026. Ainda de acordo com o documento, isso faz com que o sistema passe a sofrer forte influência da característica sazonal dada a perda de capacidade de regularização das afluições, tendo em vista a redução de estocagem de energia nos momentos de hidrologia favorável.

Outra consequência da perda da capacidade de armazenamento do sistema é o aumento da sazonalidade da geração de energia hídrica. Este fenômeno pode ser explicado pela concentração da geração no período úmido, quando haverá geração por parte das novas usinas a fio d'água. O Gráfico 7 busca ilustrar este fenômeno por meio da comparação das Energias afluentes médias⁷ dos anos de 2012 e 2021.

Gráfico 7: Energias afluentes médias em 2012 e 2021 (em MW médio)



Fonte: CASTRO *et al*, 2018a

Como se pode observar, as energias afluentes médias possuem concentração no período úmido que compreende os meses entre novembro e abril. O cenário prospectado para o ano de 2021 revela ainda uma ampliação do diferencial de energias afluentes entre o

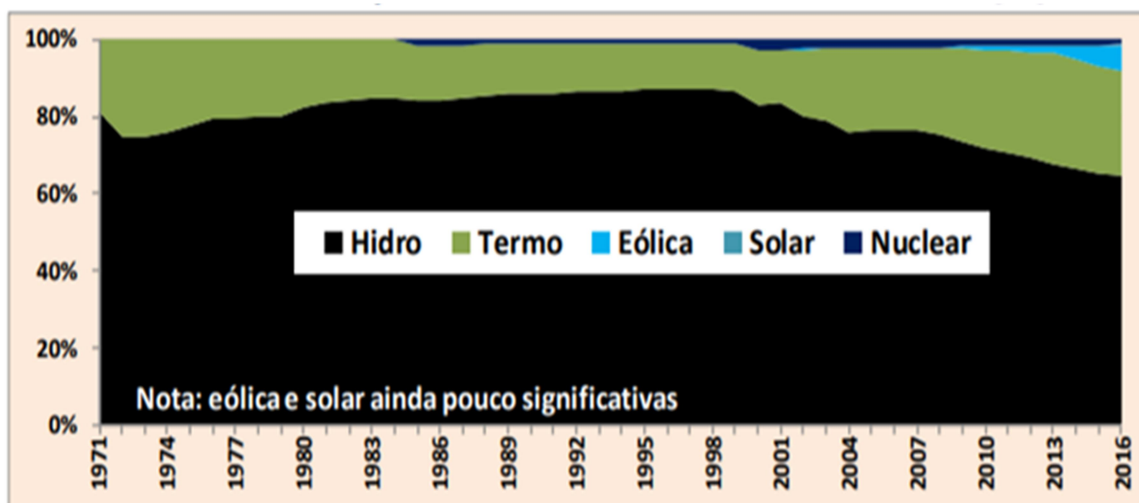
⁷ A energia afluente é a energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio a um reservatório de uma usina hidrelétrica.

período seco e o período úmido, como pode ser visto no gráfico 7. Isto porque o aumento da geração prospectado para o ano de 2021 se dará por meio de usinas fio d'água, que tem sua geração associada às chuvas, concentrando-se, portanto, somente no período úmido do ano.

O quadro de diminuição da capacidade de armazenamento de energia e de concentração da geração hídrica em determinado período do ano, expõe a necessidade de se recorrer a outros tipos de fontes de modo a evitar possíveis déficits na geração de energia, sobretudo em períodos de hidrologias desfavoráveis. Nos cenários em que a afluência às hidrelétricas é reduzida, ou em que a geração das fontes intermitentes ocorre abaixo do esperado, a geração a partir de fontes controláveis, sobretudo das hidrelétricas com grandes reservatórios, se faz necessária. A decisão entre utilizar a energia armazenada nos reservatórios ou o acionamento de termelétricas, a um custo mais elevado, traz impactos nos custos e na garantia do atendimento à demanda (EPE, 2016).

Diante deste contexto, deve se configurar um paradigma de operação bastante distinto do atual, evidenciando a necessidade de incorporação ao sistema de fontes controláveis que possam vir a complementar a geração hidrelétrica. O atendimento a esta necessidade deverá modificar de forma considerável o perfil historicamente estabelecido na matriz elétrica brasileira baseado nas de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios. Ainda que a fonte hídrica se mantenha predominantes, o cenário prospectado aponta para uma redução da participação relativa desta fonte na matriz elétrica do país, como demonstra o Gráfico 8.

Gráfico 8: Estrutura da capacidade instalada - 1970 - 2016 (%)



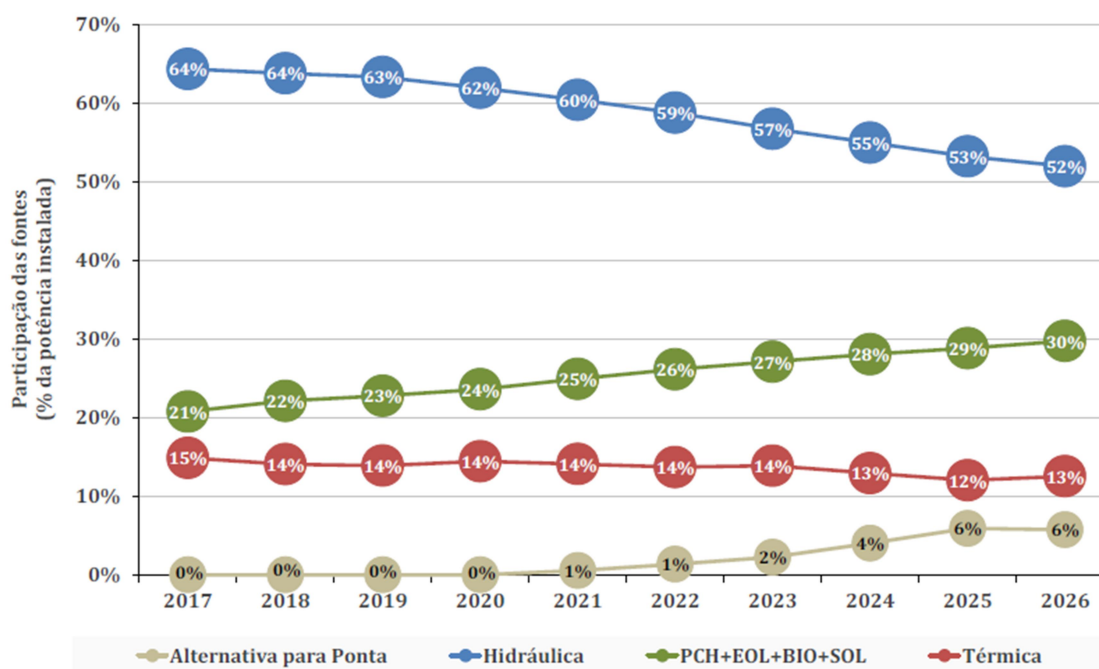
Fonte: EPE (2017c)

A projeção realizada em EPE (2017c) aponta, portanto, para a perda de participação relativa da fonte hídrica na matriz sendo compensado pela expansão da fonte térmica e das fontes alternativas, sobretudo eólica. Este quadro explica, em parte, o quadro desafiador que se apresenta para a operação do sistema elétrico brasileiro.

2.1.2. Aumento da difusão de fontes renováveis alternativas

Além do novo perfil das usinas examinado anteriormente, outra tendência irá contribuir para a mudança na matriz elétrica nos próximos anos. Trata-se do aumento da participação das fontes renováveis alternativas, tais como pequenas centrais hidroelétricas⁸, centrais de biomassa, plantas solares e usinas eólicas, com destaque para esta última (EPE, 2017b). Contudo, o cenário projetado deverá resultar no aumento da participação das fontes renováveis alternativas na capacidade instalada de fontes renováveis em 24% em 2020 e 30% em 2026, como mostra o Gráfico 9. Esta tendência também traz profundas implicações para o paradigma operativo acarretando na necessidade da contratação de fontes controláveis, como será exposto nas seções seguintes.

Gráfico 9: Participação das fontes na matriz (em %)



⁸ São consideradas pequenas centrais hidroelétricas as unidades com potência superior a 5 mil kW e igual ou inferior a 30 mil kW.

Fonte: EPE (2017c)

Dentre as fontes renováveis alternativas, a energia eólica é a que possui maior destaque na participação na matriz elétrica do país. Esta fonte concentra praticamente todos os investimentos em energia renovável nos últimos anos e, como mostrado nos dois gráficos anteriores, tende a continuar exercendo papel de protagonista ao longo dos próximos anos. No período compreendido entre os anos de 2009 e 2015 foram contratados, via leilões, 7.096,8 MWmed de garantia física em parques eólicos. No ano de 2018 os leilões de energia eólica foram retomados e, até o mês de outubro, foram contratados 658,6 MWmed de garantia física, de acordo com dados da ANEEL. A Tabela 2 mostra os resultados dos leilões de energia eólica realizados desde 2009 com destaque para a quantidade de projetos, a potência contratada e a garantia física.

Tabela 2: Evolução da Contratação de Projetos Eólicos

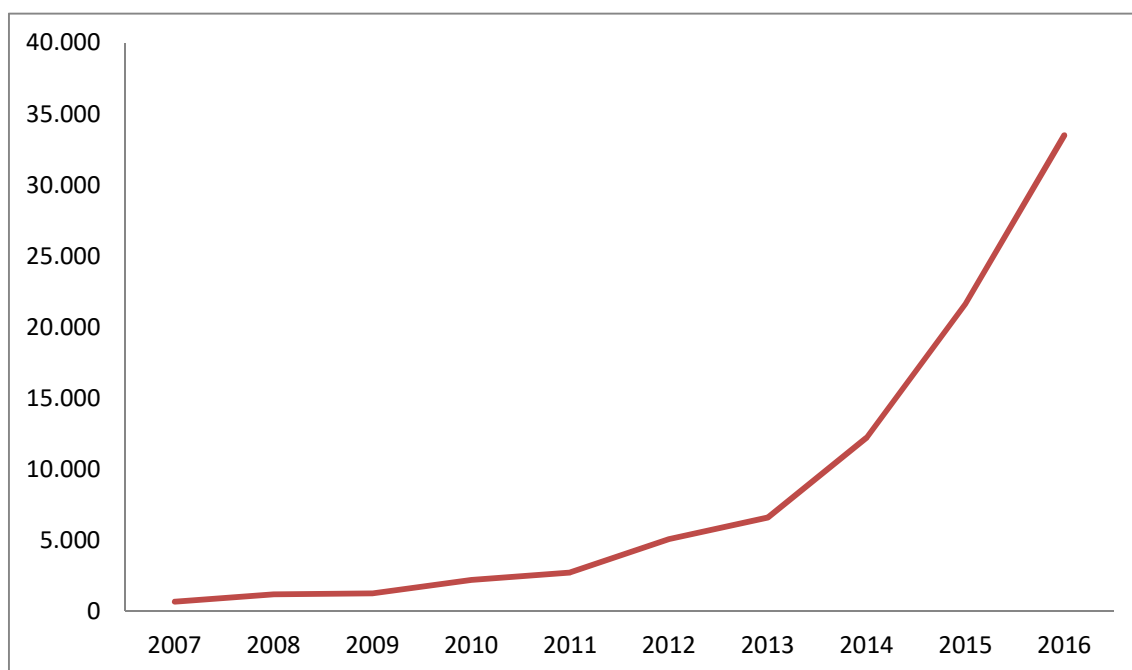
Ano	Projetos	Potência (MW)	Garantia (Mwmédio)
2009	71	1805,7	783,1
2010	70	2047,8	925,3
2011	117	2906,2	1391,5
2012	10	281,9	152,2
2013	202	4710,6	2164,3
2014	88	2246,1	1043,5
2015	42	1177	579,2
2018*	4	114,4	57,7

*até o mês de julho

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Diante dos resultados dos leilões, observa-se uma forte elevação da geração de energia eólica nos últimos anos como se pode constatar através do Gráfico 10.

Gráfico 10: Geração de energia eólica: 2007 - 2016 (em GWh)



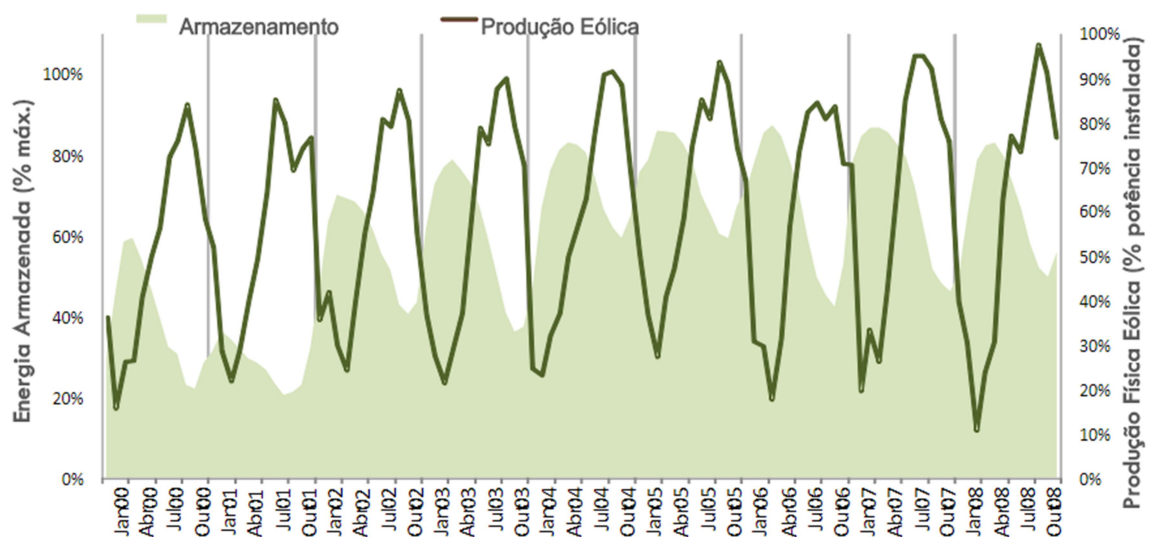
Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE, 2017a

Face aos resultados alcançados nos últimos leilões, a fonte eólica correspondia a 8,3% da capacidade total instalada de geração no país no ano de 2017, de acordo com a ANEEL. De acordo com as projeções da EPE presentes no PDE 2026, a fonte eólica deve aumentar ainda mais a sua participação na matriz elétrica brasileira ao longo dos próximos anos. A participação desta fonte deverá corresponder a 13,4% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país em 2026, praticamente dobrando sua capacidade em relação ao ano de 2016 (EPE, 2017b).

Uma importante característica da energia eólica no Brasil é a questão da sazonalidade e sua complementariedade em relação aos recursos hídricos. Isto ocorre pois o vento mais favorável à geração eólica ocorre entre os meses de junho e novembro, justamente o período no qual a hidrologia é desfavorável. Deste modo, a difusão de energia eólica na matriz elétrica contribuirá para atenuar o ritmo de deplecionamento dos reservatórios nos períodos de hidrologia desfavorável (LOPES, 2013 *apud* CASTRO *et al*, 2018).

O fenômeno da correlação inversa entre o parque hídrico e eólico é mostrado no Gráfico 11 que registra o percentual de energia armazenada e a geração eólica no período compreendido entre os anos de 2000 e 2008.

Gráfico 11: Sazonalidade inversa Hídrica x Eólica: 2000 - 2008 (em percentual da energia armazenada e da potência instalada)

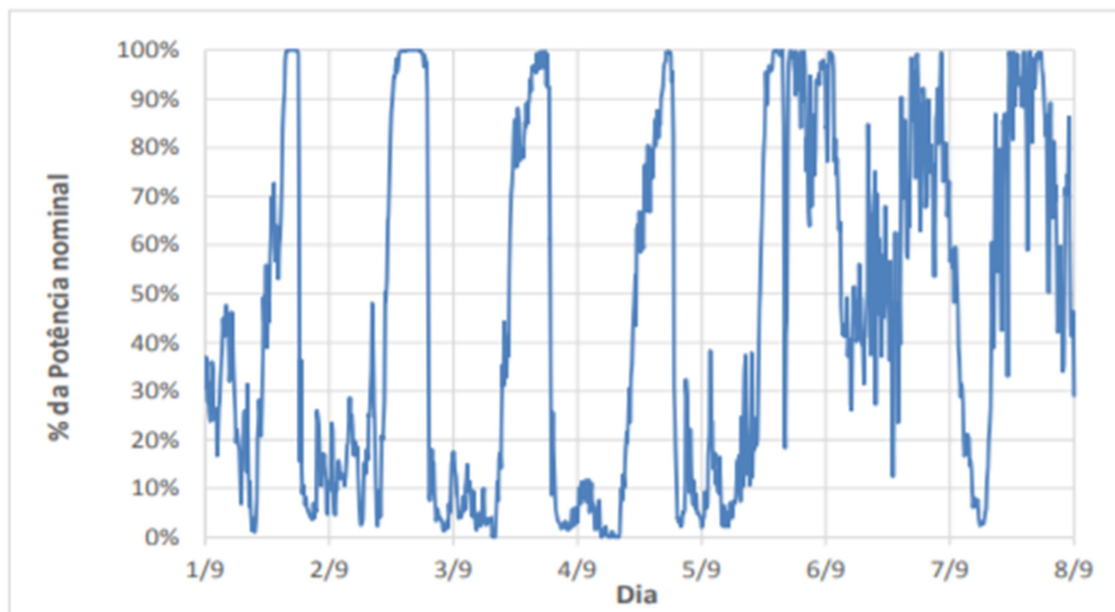


Fonte: ABEEÓLICA

Contudo, a fonte eólica também tem como característica técnica importante a intermitência. Ou seja, esta fonte está sujeita a interrupções na geração em função de questões meteorológicas. Desta forma, a difusão em massa deste tipo de fonte na matriz elétrica brasileira fará com que surjam problemas relacionados à confiabilidade do suprimento de energia, especialmente no que tange ao atendimento em horários de pico, o chamado atendimento à ponta. Esta questão será explorada de forma mais aprofundada na próxima seção e está na centralidade do problema analisado no presente trabalho.

O Gráfico 12 ilustra a variabilidade da geração eólica ao longo da primeira semana do mês de setembro de 2009 por meio de uma simulação.

Gráfico 12: Simulação da geração eólica em setembro de 2009 no Nordeste (em percentual da potência nominal)



Fonte: EPE, 2016

A observação do Gráfico 12 permite constatar que a geração de um parque gerador oscila entre zero e 100% da potência instalada diariamente. Esta variação se deve a fatores meteorológicos como a ausência de ventos (fenômeno típico da região Nordeste) ou os ventos de rajada (fenômenos típicos da região Sul). Sob o ponto de vista da operação do sistema, isto expressa a inadequação desta fonte como forma de atender à aos picos de demanda tendo em vista súbita variação do nível de potência do sistema.

Em suma, a energia eólica está sendo inserida em grande escala na matriz elétrica brasileira e, ainda que se verifique uma relação de complementariedade entre energia eólica e hidráulica no país por questões geográficas, a garantia do suprimento ficará cada vez mais ameaçada em função da intermitência desta fonte.

No que se refere à energia solar, merece destaque a promulgação da resolução nº 482 de 2012 por parte da ANEEL⁹. Este dispositivo legal objetiva estabelecer as condições

⁹ A Resolução nº 482 de 2012 foi atualizada na Audiência Pública nº 037 de 2017. Assim, a minigeração distribuída passou a ser “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”.

gerais para o acesso da micro e minigeração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, estabelecendo o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esta Resolução se configura como um *driver* de desenvolvimento para a energia solar fotovoltaica na medida em que permite que o consumidor instale pequenos geradores (como por exemplo, painéis solares fotovoltaicos) em sua unidade consumidora e troque energia com a distribuidora local permitindo assim uma redução no valor da fatura de energia elétrica.

Com relação aos projetos fotovoltaicos nos leilões de energia, verifica-se que no período compreendido entre os anos de 2014 e meados do ano de 2018 foi contratado um total de potência de 3.459,442 MW. Além da Resolução nº 482 de 2012, merece destaque a criação de linhas de financiamento, tanto de bancos públicos quanto privados, voltados especificamente para a aquisição de sistemas fotovoltaicos.

De acordo com dados do PDE 2026, em 2016 a geração solar possuía capacidade instalada de 21 MW. A projeção no horizonte decenal realizada pelo mesmo documento aponta para uma capacidade instalada de 9.660 MW em 2026, correspondendo a aproximadamente 4,5% do total da capacidade instalada para geração de energia elétrica no país.

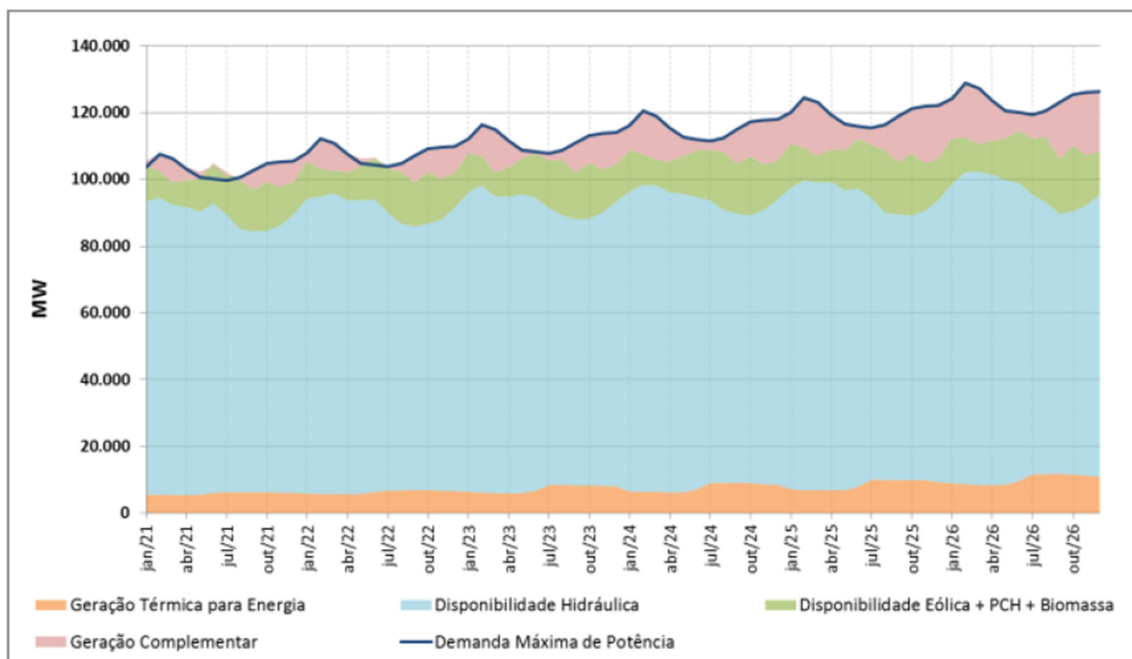
A energia solar fotovoltaica possui uma característica que torna atrativa a sua inserção na matriz elétrica brasileira que é a complementariedade em relação à energia eólica. Neste sentido é possível destacar a Região Nordeste do Brasil por possuir grande potencial tanto para geração eólica quanto para geração solar (JONG *et al.*, 2013 *apud* CASTRO *et al.*, 2018). Contudo, é necessário destacar que ainda que a fonte solar possa contribuir para o equilíbrio energético do sistema elétrico, esta fonte também é marcada pela intermitência. Sendo assim, a penetração desta fonte na matriz não é capaz de eliminar o problema da potência no sistema em horários de pico, mesmo explorando a relação de complementariedade existente entre esta e a fonte eólica.

2.2. Necessidade da contratação de fontes controláveis e as possíveis alternativas para o atendimento à ponta

Tendo em vista o esgotamento do potencial para construção de usinas hidrelétricas com reservatório e as perspectivas de uma difusão cada vez maior das fontes de geração

intermitentes na matriz elétrica brasileira, configura-se um desafio sob o ponto de vista da operação do sistema, especialmente o atendimento da demanda em horários de pico no período seco. Desta forma, faz-se necessária a adoção de medidas de modo a preservar a confiabilidade do suprimento de energia. O Gráfico 13 representa as projeções da EPE com relação à necessidade de contratação de fontes de geração complementar de modo a garantir o atendimento à demanda.

Gráfico 13: Atendimento à demanda máxima no SIN



Fonte: EPE (2017c)

As projeções da EPE apontam para o aumento da demanda por energia elétrica projetada para os próximos anos e ainda a penetração das fontes renováveis alternativas, sobretudo eólicas e biomassa. O Gráfico 13 indica que a fonte hídrica continua a ser predominante na geração de energia no sistema ao longo dos próximos anos. Tendo em vista estas perspectivas, o PDE 2026 corrobora a necessidade de contratação de fontes de geração complementar de energia.

Esta questão passa não só pela contratação de fontes controláveis de energia, mas também por uma gestão diferenciada dos reservatórios, pelo gerenciamento de demanda de energia elétrica ou ainda por uma combinação destas medidas, questões que serão analisadas em seguida.

2.2.1. Contratação de fontes de geração complementar

A principal possibilidade considerada para lidar com a questão da mudança no perfil da matriz é a contratação de novas fontes de geração de modo a expandir a oferta de energia elétrica no país. Contudo, pelos motivos já destacados, estas fontes de geração devem ser controláveis de modo a não comprometer a confiabilidade do suprimento. Levando-se em conta esta necessidade e com base ainda no PDE 2026, esta seção irá fazer uma breve análise das seguintes alternativas:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida
- ii. Repotenciação das usinas hidrelétricas já existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Armazenamento de energia através de baterias;
- v. Usinas heliotérmicas.

Estas são possíveis opções para o atendimento à crescente demanda de energia ao longo dos próximos anos. Contudo, a análise da possível entrada destas fontes na matriz deve levar em consideração fatores econômicos e regulatórios e ainda aspectos relacionados à variabilidade da geração das mesmas para o atendimento, sobretudo da ponta do sistema.

2.2.1.1. Usinas termelétricas de partida rápida

Usinas termelétricas são unidades de geração capazes de gerar energia elétrica a partir da combustão. Os combustíveis comumente utilizados são de origem fóssil, tais como: carvão mineral, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, etc. Há ainda a possibilidade da utilização de combustíveis alternativos como a biomassa (MEDEIROS, 2003). As usinas termelétricas aumentaram sua participação na geração elétrica a partir do ano 2000. Desde 2012 elas correspondem à segunda fonte na matriz elétrica brasileira. Desde 2013 respondem por mais de 10% da geração elétrica do País (TOLMASQUIM, 2016). Em 2014, foram produzidos 81 TWh de eletricidade a gás natural, o que representa um crescimento de vinte vezes em relação ao ano 2000 (EPE, 2015a).

O aumento da participação das usinas termelétricas na matriz elétrica brasileira pode ser justificado pelo fato de serem consideradas fontes controláveis de energia. Esta característica faz com que as térmicas sejam consideradas adequadas para atuação na ponta do sistema podendo cobrir, por exemplo, eventuais quedas de potência do sistema

em virtude da intermitência de fontes como a eólica e a solar. Contudo, a atratividade deste tipo de projeto está associada a mecanismos adequados para a contratação e remuneração das usinas.

Para fins de atendimento à ponta, merecem destaque as usinas termelétricas a gás natural de ciclo simples. Este tipo de usina pode ser caracterizado pela possibilidade de partida rápida sendo, portanto, adequadas para atender a demanda em horários de pico (PAULINO, 2018). Esta possibilidade se deve às suas características técnicas que fogem ao escopo deste trabalho. Contudo, vale destacar que tais características possuem implicações sob o ponto de vista econômico e financeiro, fazendo-se necessário um arcabouço regulatório consistente e que contemple tais questões.

Há ainda outros tipos de usinas termelétricas que são mais adequadas para a operação na base. Este tipo de usinas também possui especificidades do ponto de vista técnico e econômico exigindo um arcabouço regulatório adequado para sua contratação e remuneração. A entrada de térmicas para operação na base também é objeto de estudo deste trabalho, sendo examinada na seção 2.3.

2.2.1.2. Repotenciação das usinas hidrelétricas já existentes

Trata-se de uma das possíveis alternativas, conforme analisada pelo PDE 2026. Esta medida pode ser feita através da substituição de equipamentos antigos (turbinas, geradores e rotores) por outros mais modernos, pela instalação de máquinas adicionais em poços vazios de usinas existentes, ou ainda pela modernização de instalações e sistemas de controles de usinas de modo a melhorar seu desempenho e adicionar energia para atendimento na base ou na ponta de forma mais barata e melhor do ponto de vista ambiental (PIRES, 2012).

Contudo, ainda que em no PDE 2026 sejam reconhecidos os benefícios dada a redução esperada nos eventuais vertimentos e o conseqüente ganho na garantia física da usina, o documento também ressalta que a viabilidade técnica e econômica desta medida deve ser avaliada de acordo com cada caso de forma específica. Isto porque devem ser analisadas as condições técnicas e econômicas para a implementação deste tipo de medida em cada uma das usinas, levando-se em consideração as restrições técnicas das mesmas bem como os custos envolvidos (EPE, 2017).

2.2.1.3. Usinas hidrelétricas reversíveis

As usinas hidrelétricas reversíveis podem ser consideradas uma importante alternativa para o atendimento a demanda em horários de pico. Estas se caracterizam pelo bombeamento da água de um reservatório em um nível inferior para um reservatório mais elevado nos períodos de menor demanda, e fornecer energia durante os períodos de maior demanda, sobretudo nos momentos de pico. Contudo, vale destacar que o saldo energético dessas usinas é negativo. Isto se explica pelo fato de que a energia gasta com o bombeamento entre os reservatórios é maior do que a energia efetivamente gerada. Desta forma, a lógica de funcionamento deste tipo de usina pode ser explicada pela sua capacidade de fornecimento de potência ao sistema nos momentos de maior necessidade por meio do uso energia armazenada (EPE, 2017).

Castro *et al* (2018e) apontam para a importância da realização de estudos de modo a identificar os benefícios e os custos sistêmicos envolvidos nesse tipo de empreendimento que pode vir a se consolidar como uma alternativa interessante para o aumento da capacidade de armazenamento do sistema elétrico brasileiro e para o atendimento à ponta da curva de carga. Contudo, os autores destacam também a necessidade de estudos mais aprofundados a nível econômico, social e ambiental, além da elaboração de modelos econômico-financeiros a fim de que sejam definidas indicações de inovações regulatórias que contemplem o modelo de negócios que envolve as usinas hídricas reversíveis de modo a viabilizar este tipo de empreendimento.

2.2.1.4. Armazenamento de energia

Também é válido considerar, no âmbito do horizonte temporal contemplado pelo PDE 2026, o potencial de armazenamento de energia elétrica através do emprego de baterias. Vale destacar que as baterias podem atuar tanto na base do sistema quanto em horários de pico, atuando como geradores de despacho imediato (EPE, 2017).

Contudo, é necessário destacar que a introdução de sistemas de armazenamento via baterias no sistema elétrico brasileiro depende muito dos custos associados direta ou indiretamente a ela. Hoje, o grau de viabilidade econômica para a aplicação imediata é ainda considerado bastante baixo. Além disso, são necessários também mecanismos de contratação e remuneração adequados para sua efetiva implementação na matriz elétrica brasileira (EPE, 2017).

Assim, as tecnologias de armazenamento de energia ainda apresentam altos custos de modo que não é razoável considerar a estocagem de energia como um mecanismo capaz de solucionar os desafios para a operação do sistema elétrico do país em um horizonte temporal de curto/médio prazo (CASTRO *et al*, 2018).

2.2.1.5. Usinas heliotérmicas

As usinas heliotérmicas possuem funcionamento bastante semelhante às usinas termelétricas convencionais, apresentando diferenças com relação à forma de obtenção de calor que se baseia na concentração de raios solares (diferentemente das térmicas tradicionais que utilizam combustíveis fósseis ou biomassa). Contudo, a principal vantagem das usinas termelétricas em relação às outras fontes renováveis tais como a eólica ou a solar, se dá no âmbito da ausência de intermitência. Ou seja, as usinas heliotérmicas podem ser consideradas fontes controláveis de geração podendo, em princípio, atender à necessidade de flexibilidade operativa ao sistema. Desta forma, esta fonte pode operar tanto na base quanto na ponta do sistema (CASTRO, 2015).

Contudo, Castro (2015) mostra que os elevados custos da tecnologia heliotérmica bem como a necessidade de se comprovar o desempenho de plantas híbridas com armazenamento se configuram como entraves significativos para a difusão deste tipo de fonte no setor elétrico brasileiro. Sendo assim, tais observados obstáculos tornam esta fonte inadequada para as necessidades do sistema no cenário projetado para os próximos anos.

Em síntese, é possível concluir que o desenvolvimento de projetos visando o aumento da oferta de potência para o sistema elétrico brasileiro depende de mecanismos adequados para contratação e remuneração deste tipo de empreendimento tornando-o atrativo do ponto de vista dos agentes investidores.. Além disso, também é necessário que se faça uma análise da relação custo-benefício entre cada uma das alternativas. Esta análise é de fundamental importância para a escolha da melhor fonte para o atendimento à demanda por energia (EPE, 2017).

2.2.2. Gestão diferenciada dos reservatórios e atuação pelo lado da demanda

Uma outra estratégia para lidar com a questão da mudança no perfil da matriz elétrica é a utilização dos estoques acumulados em reservatórios durante o período úmido fora da

Região Norte. Desta forma, nos períodos de hidrologia desfavorável, os estoques poderiam garantir o abastecimento. Contudo, esta estratégia possui limitações significativas. Isto ocorre pois em alguns casos a razão entre o volume útil de armazenamento e as vazões não garante o enchimento dos reservatórios em apenas uma estação chuvosa. Há ainda a possibilidade de que a energia armazenada pode estar distribuída de forma que o sistema hídrico não tenha capacidade de atender por si só a carga durante períodos de hidrologia desfavorável.

Outra possibilidade de lidar com a questão da mudança no perfil da matriz é a atuação pelo lado da demanda por energia elétrica. Essa estratégia consiste, basicamente, em distribuir o consumo de energia elétrica ao longo do dia de forma mais equilibrada, evitando grandes picos de carga. Este tipo de medida se difere das opções aqui analisadas por ser o único que considera a atuação pelo lado da demanda e não da oferta de energia.

De acordo com Limaye (1985 *apud* CAMPOS 2004), um programa de gerenciamento pelo lado da demanda envolve as etapas de planejamento, análise e implementação de atividades que levam o consumidor a mudar seu padrão de consumo, alterando assim sua curva de carga. A implantação desta alternativa implica no uso de recursos de forma mais eficiente e na redução de custos tanto para a empresa elétrica quanto para o consumidor. O autor ainda destaca que as abordagens e técnicas de um programa de gerenciamento pelo lado da demanda envolvem uma relação de parceria entre empresas e consumidores na busca pela maximização dos benefícios de forma mútua.

Como destacado em EPE (2017c), medidas de gerenciamento pelo lado da demanda podem envolver a tarifação dinâmica ou ainda a adoção de medidores inteligentes para a criação das redes inteligentes denominadas *Smart Grids*. De acordo com Muller (2016), o gerenciamento de demanda já é utilizada em diversos países em seus planejamentos energéticos integrados de longo prazo, consolidando-se como uma importante variável na definição da expansão do mercado de energia ao longo dos próximos anos.

As tarifas dinâmicas constituem-se em medidas que influenciam a mudança no padrão de consumo por parte dos usuários cobrando preços diferentes ao longo do dia pelo consumo de energia. A ideia é aplicar preços mais altos em momentos de pico de energia de modo a incentivar o consumidor a realocar seu consumo para outro momento

do dia no qual a tarifa esteja mais baixa. Um primeiro passo nessa direção foi dado em 2018 com a entrada em vigor da tarifa branca¹⁰ no país.

Já as *Smart Grids* são consideradas, por muitos, uma inovação disruptiva para o setor elétrico, sobretudo no que tange à mudança no papel desempenhado pelos consumidores. A difusão dos medidores inteligentes irá viabilizar que o consumidor passe de um simples usuário para assumir papel mais ativo no setor na figura de prosumidor¹¹ dada a possibilidade de produzir energia elétrica e injetá-la na rede, disponibilizando-a para outros consumidores. Desta forma, o consumidor terá a possibilidade de atuar, basicamente, de duas formas: como demandante de energia (e, por isso, reagindo a diferentes níveis de tarifas, por exemplo) ou como ofertante de energia no sistema podendo ser despachado pelo operador (EPE, 2017).

Contudo, vale destacar que medidas de gerenciamento da demanda, sobretudo no caso das *Smart Grids* dependem da difusão de medidores inteligentes de energia, o que ainda não é a realidade brasileira. Ainda assim, a tarifa branca e a difusão dos sistemas de geração distribuída mostram que esta é uma tendência para o setor elétrico brasileiro e que possivelmente esta medida terá impacto significativo no planejamento do setor em um horizonte temporal de médio/longo-prazo.

2.3. O Papel das Termelétricas em um Contexto de Mudanças na Matriz Elétrica Brasileira

Considerando-se as análises desenvolvidas anteriormente, o esgotamento do potencial para construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, a difusão de fontes de geração marcadas pela intermitência, e ainda os problemas relacionados às possíveis alternativas de geração, as usinas termelétricas configuram-se como uma fonte adequada para inserção na matriz.

¹⁰ Por meio da tarifa branca, o valor da energia varia conforme o dia e o horário de consumo. Por meio deste mecanismo, o consumidor é estimulado a modificar seus hábitos priorizando o consumo nos momentos em que a energia está mais barata (períodos de menor demanda). A tarifa branca entrou em vigor em 1º de janeiro de 2018 sendo possível a sua adoção por consumidores com média mensal de consumo superior a 250 KWh/mês.

¹¹ Prosumidor é o nome dado ao agente que é, ao mesmo tempo, produtor e consumidor de energia elétrica.

De acordo com a lógica de operação historicamente estabelecida no sistema elétrico brasileiro, o parque termelétrico tinha seu despacho evitado ao máximo, tendo em vista que os custos associados a este tipo de fonte são muito mais altos do que àqueles associados às usinas hidrelétricas tradicionais. Desta forma, pode-se considerar que as usinas termelétricas historicamente desempenharam um papel de *backup* do sistema hídrico.

Vale destacar que as usinas termelétricas, além de poderem atuar na ponta da curva de carga, podem também atuar na base da mesma. O acionamento das termelétricas na base do sistema elétrico viabiliza o enchimento mais rápido dos reservatórios das hidroelétricas nos períodos de hidrologia favorável e permite tornar mais lento o ritmo de deplecionamento¹² dos reservatórios ao longo do período seco (CASTRO *et al*, 2018). Já em relação ao atendimento da ponta, as usinas termelétricas com características de partida rápida podem ser uma alternativa adequada para cobrir eventuais quedas de potência no sistema ocasionadas pela interrupção da geração de fontes intermitentes, como exposto na seção 2.2.1.

O perfil para atendimento na base ou na ponta do sistema por parte das usinas termelétricas está relacionado às características técnicas e econômicas das mesmas. Enquanto as usinas termelétricas movidas a carvão ou energia nuclear são mais apropriadas para o atendimento da base da curva de carga, as usinas movidas a diesel e a óleo combustível são mais adequadas para o atendimento à demanda em horários de pico. Tais diferenças podem ser explicadas pelas características técnicas de cada usina, especialmente com relação ao tempo de entrada em operação em cada uma. Lawson e Pereira (2017) destacam que as usinas termelétricas a gás natural se destacam pela versatilidade para atuação tanto na ponta quanto na base da curva de carga. O quadro a seguir apresenta as principais características de cada tipo de usina de acordo com sua fonte.

¹² Deplecionamento é o termo utilizado pela engenharia de reservatórios para descrever o processo de diminuição do nível dos reservatórios de usinas hidrelétricas.

Quadro 1: Principais características das termelétricas por tipo de fonte

Fonte	Custo de Implantação	Custo Variável	Características
Carvão	Baixo	Baixo	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Dificuldade de transporte do combustível
Diesel	Baixo	Muito Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento rápido • Alta capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível
Gás/GNL	Depende da infraestrutura existente e da concepção do projeto	Depende da concepção do projeto	<ul style="list-style-type: none"> • Versátil • Depende de infraestrutura para acesso ao combustível
Nuclear	Muito Alto	Muito Baixo	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Restrições de segurança ambiental
Óleo Combustível	Baixo	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento médio • Média capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível

Fonte: Adaptado de Lawson e Pereira (2017)

Diante do novo paradigma de geração prospectado, há uma forte tendência de que as usinas termelétricas a gás natural sejam despachadas de forma cada vez mais frequentes tendo em vista a vocação destas unidades para atuação tanto na base quanto na ponta. Dadas as perspectivas de aumento na demanda ao longo dos próximos anos, é de se esperar que tais usinas sejam despachadas de forma contínua ao longo do período seco, ou até mesmo no período úmido no caso de anos com hidrologia desfavoráveis (CASTRO *et al*, 2018).

De acordo com Castro *et al* (2010), as usinas termelétricas podem ser classificadas em flexíveis ou inflexíveis de acordo com seu perfil de operação. As usinas termelétricas flexíveis são usinas despachadas de acordo com as necessidades do sistema de modo a mitigar o risco de desabastecimento. Já as usinas termelétricas inflexíveis operam de forma contínua, ou com níveis mínimos de despacho em função tendo em vista suas

características técnicas ou ainda características contratuais como, por exemplo, na presença de cláusulas *take-or-pay*¹³.

Ainda de acordo com estes autores, as usinas termelétricas inflexíveis se configuram como fonte estável e regular de energia. Desta forma, estas fontes não estão sujeitas a condições ambientais como, por exemplo, a falta de chuva ou ventos ou ainda a baixa incidência solar. Tendo em vista esta característica, este tipo de usina termelétrica pode ser considerado útil na desaceleração do ritmo de deplecionamento nos reservatórios. Atuando desta forma, elas podem substituir parte da geração hídrica de base de modo a permitir que esta última desempenhe o papel de acompanhamento da curva de carga.

Já as usinas termelétricas flexíveis, por sua vez, permitem que sejam atendidas cargas mais elevadas do sistema e são caracterizadas também pela eventualidade de despachos. Isto pode ser explicado pelo fato de que as térmicas flexíveis ampliam a oferta de energia em momentos de hidrologias desfavoráveis. As termelétricas flexíveis possuem, portanto, a função de *backup* do parque gerador hidroelétrico. Assim, tendem a ser acionadas, sobretudo em períodos de hidrologias desfavoráveis. Por conta disso, pode-se dizer que estas usinas operam com elevado nível de ociosidade (CASTRO *et al*, 2010b).

As características técnicas das usinas termelétricas examinadas anteriormente permitem que sejam consideradas como uma fonte adequada para o atendimento tanto da ponta quanto da base do sistema. Contudo, além das características técnicas, é necessário que estas fontes contem com um arcabouço regulatório que viabilize mecanismos adequados para contratação e remuneração das mesmas, tornando-as atrativas sob o ponto de vista da atração de investimentos. O atual arcabouço regulatório brasileiro, porém, possui inadequações que serão objeto de estudo no próximo capítulo do trabalho.

Em síntese e a título de conclusão, com o aumento da participação da fonte eólica, da fonte solar e das usinas hidroelétricas sem grandes reservatórios, a matriz brasileira passa a contar com participação crescente de fontes de geração não controláveis. Esta mudança no perfil da matriz elétrica introduz desafios do ponto de vista da operação do

¹³ Em contratos com cláusulas *take-or-pay*, a unidade geradora deve obrigatoriamente comprar montantes mínimos de gás natural junto ao seu fornecedor. Caso contrário, a unidade deverá pagar uma espécie de indenização.

sistema dada a característica intermitente das referidas fontes. Diante deste panorama, faz-se necessária a contratação de fontes de geração controlável de modo a preservar a confiabilidade do suprimento de energia elétrica, sobretudo nos momentos de ponta. Neste sentido, foram examinadas as principais alternativas para o cumprimento deste papel com base no PDE 2026 elaborado pela EPE.

Contudo, a difusão de tais alternativas não se mostra viável no curto prazo, seja por motivos técnicos ou econômicos. Neste sentido, a incorporação de usinas termelétricas a gás natural na matriz elétrica se apresenta como sendo a alternativa mais adequada para fins de expansão do parque gerador. Contudo, é necessário salientar que a contratação deste tipo de fonte exige um arcabouço regulatório adequado e que contemple as características técnicas e econômicas deste tipo de empreendimento. Esta questão é objeto de estudo do próximo capítulo deste trabalho.

3. O ARCABOUÇO REGULATÓRIO PARA CONTRATAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O presente capítulo tem como objetivo analisar os mecanismos de comercialização de energia elétrica no país implementados a partir de 2004, com foco centrado na contratação de termelétricas e suas mudanças ao longo do tempo. Neste contexto, serão analisadas as principais inadequações regulatórias existentes para a contratação deste tipo de fonte fundamentando a análise através das percepções de importantes *stakeholders* coletadas a partir da aplicação de questionários em entrevistas.

3.1. O modelo de contratação de usinas termelétricas no SEB

3.1.1. A Consolidação dos leilões como instrumento de política energética

Como examinado na seção 1.3.3 do trabalho, a crise verificada no setor elétrico em 2001 motivou um redesenho institucional do modelo do setor tendo como principal objetivo a garantia do suprimento de energia. Um dos elementos do novo modelo implementado em 2004 é a questão da comercialização da energia elétrica no país, sobretudo a realização dos leilões. De acordo com ABRADDEE (2017), os leilões são fundamentais para a garantia do equilíbrio entre oferta e consumo de energia elétrica dando assim a confiabilidade do sistema elétrico e diminuindo os riscos de falta de energia e de racionamento. Ainda de acordo com ABRADDEE (2017), os leilões de energia elétrica definem também a participação de cada fonte de energia na composição da matriz elétrica do país e, por conseguinte, a estrutura de custo das tarifas.

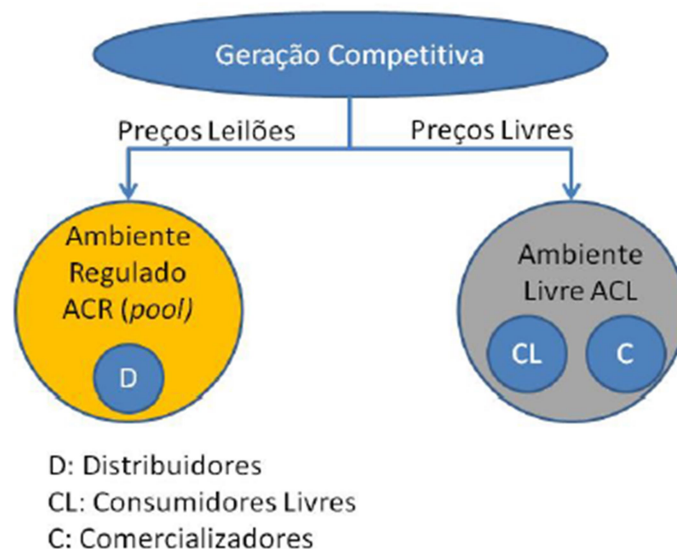
Em termos legais, o art. 2º da Lei nº 10.848/2004 determina que:

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento.

Há dois tipos de consumidores: livres e cativos. No caso dos consumidores cativos, a tarifa é determinada pelo somatório dos resultados dos leilões. Para os consumidores livres, o preço é negociado livremente com as comercializadoras e geradoras.

Tendo em vista o escopo deste trabalho, será dada ênfase no mecanismo de contratação de energia no ACR, conforme representado na Figura 2.

Figura 2: Os ambientes de contratação de energia elétrica existentes no SEB



Fonte: Soares (2009)

O ACR opera por meio de um modelo competitivo no qual as distribuidoras informam suas demandas e o MME, em conjunto com a EPE, determina os montantes a serem contratados coletivamente por meio de um pool de distribuidoras (MURCIA NETO, 2016). O montante contratado é então dividido entre elas de acordo com a demanda informada.

Diante da obrigação da contratação de energia via leilões, as distribuidoras só atuam no ACR para atender aos consumidores cativos. Contudo, vale destacar que são vários os tipos de leilões existentes no setor elétrico brasileiro. A listagem abaixo foi feita considerando os leilões historicamente realizados e utilizando informações disponíveis no site da CCEE¹⁴.

a) Leilão de Fontes Alternativas: O leilão de fontes alternativas foi implementado de modo a atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e promover ainda

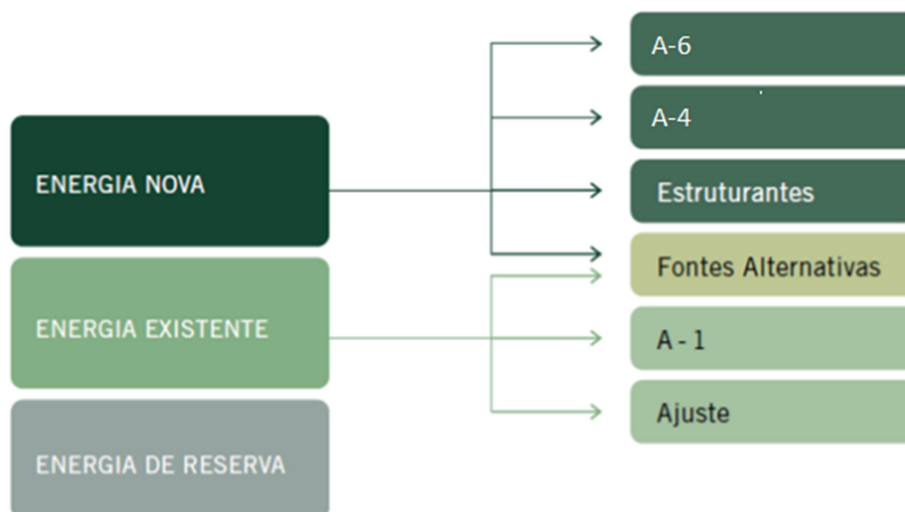
¹⁴ Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=641819144155606&_adf.ctrl-state=t24ansehy_1#!%40%40%3F_afLoop%3D641819144155606%26_adf.ctrl-state%3Dt24ansehy_5
Acesso em 01 de outubro de 2018.

a participação de fontes renováveis (eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas) na matriz de geração do país.

- b) Leilão de Energia de Reserva: Destina-se a aumentar a segurança do fornecimento de energia no SIN. Esta energia é proveniente de usinas contratadas especificamente com esta finalidade sendo oriunda de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos já existentes.
- c) Leilão de Energia Nova: Tem como objetivo o atendimento ao aumento da carga das concessionárias de distribuição. Trata-se, portanto, da contratação de energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser do tipo A-6 (usinas que só vão entrar em operação comercial em até seis anos) ou A-4 (em até quatro anos)¹⁵. Vale ainda destacar, dentro dos leilões de energia nova, a existência dos chamados leilões estruturantes que se destinam à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo Presidente da República. Estes leilões são relacionados a empreendimentos que possuem prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico. O objetivo deste tipo de leilão está, portanto, relacionado à modicidade tarifária e à garantia do atendimento à demanda de energia através da construção de grandes UHEs como Jirau, Santo Antônio e Belo Monte.
- d) Leilão de Energia Existente: Foi criado para viabilizar a contratação de energia gerada por usinas já em operação, cujos investimentos já foram amortizados possuindo, portanto, custos mais baixos.
- e) Leilões de ajuste: Têm como finalidade ajustar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando possíveis diferenças em relação às previsões feitas pelas concessionárias de distribuição nos leilões anteriores e o comportamento da sua demanda no curto prazo A-1.

¹⁵ Até 2016 estes leilões eram A-5 e A-3.

Figura 3: Modalidades de leilão no ACR



Fonte: Adaptado de Walvis (2014 *apud* Murcia Neto 2016)

Como resultado da contratação para este ambiente de mercado, são celebrados contratos bilaterais denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) celebrados entre as unidades de geração (ou comercialização) e as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Os contratos são utilizados pelos empreendedores para a obtenção de financiamento de longo-prazo na modalidade de *Project Finance*, com destaque para a atuação do BNDES.

O modelo de contratação de energia elétrica via leilões foi considerado muito bem-sucedido no Brasil tendo em vista que promoveu a expansão da capacidade instalada do setor elétrico com competição entre os empreendedores. Neste sentido, é possível considerar que os editais dos leilões de energia são eficientes instrumentos da política energética do país.

3.1.1. As modalidades de contratação de usinas termelétricas

De acordo com CCEE (2018), os CCEARs são especificados através de editais publicados para cada um dos leilões e neles constam cláusulas e condições fixas, que não podem ser alteradas pelos agentes. Existem duas modalidades de CCEAR:

- i. CCEAR por Quantidade: Neste contrato, os riscos hidrológicos da operação são assumidos pelas unidades de geração que arcam com todos os custos associados ao fornecimento da energia contratada. Como destacado em Vardiero (2017),

estes contratos preveem o fornecimento de um montante fixo de energia a um determinado preço em um determinado horizonte temporal. Desta forma, os geradores estão sujeitos a riscos de sobras ou déficits de energia. As diferenças são liquidadas ao valor do chamado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Esta modalidade de contratação é geralmente utilizada para a contratação de usinas hidrelétricas.

- ii. CCEAR por Disponibilidade: Nesta modalidade, os custos associados ao risco hidrológico são assumidos pelos agentes compradores. Desta forma, eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo são repassadas ao consumidor final por meio de das tarifas, através de mecanismos definidos pela regulação. Desta forma, as distribuidoras pagam uma quantia para cobrir os custos fixos de investimento e de manutenção da usina para estar pronta para operar, além dos custos variáveis relativos ao combustível utilizado em caso de despacho. Esta modalidade é utilizada para contratação de usinas termelétricas.

De acordo com Vardiero (2017), no modelo anterior a 2004, as usinas termelétricas eram contratadas por quantidade. Por sua vez, o marco regulatório implementado em 2004 introduziu o mecanismo de contratação por disponibilidade, transferindo parte dos riscos da operação para os compradores. Desta forma, cabe aos compradores arcar com os custos fixos das usinas termelétricas e ainda com os custos variáveis (combustíveis). Apesar das distribuidoras assumirem as responsabilidades financeiras no que tange aos riscos hidrológicos, elas têm a prerrogativa legal de repassar todos os custos aos consumidores por meio de reajustes tarifários anuais regulamentados pela ANEEL.

3.1.2. O Índice de Custo-Benefício (ICB) como critério de escolha de projetos termelétricos nos leilões

No sentido de operacionalizar a modalidade de contratação por disponibilidade de energia elétrica, a EPE desenvolveu uma metodologia para comparação de projetos de geração, denominada Índice de Custo Benefício (ICB). O cálculo do índice busca definir um denominador comum para todos os projetos participantes em cada modalidade de leilões, de modo a possibilitar a escolha de empreendimentos que atendam melhor aos requisitos definidos (SOARES, 2009).

De acordo com a definição de EPE (2015b), o ICB é a razão entre o custo total do empreendimento, durante sua vida útil, (sob a ótica do consumidor) e o benefício

energético que representa para o sistema. O índice é medido em R\$/MWh. Assim, o ICB pode ser representado pela seguinte fórmula:

$$ICB = \frac{RF + COP(g, CVU) + CEC(g, CVU)}{GF(g, CVU)}$$

A RF é a Receita Fixa, em R\$/ano, e corresponde à receita requerida pelo investidor para cobrir os custos relativos à implantação do empreendimento.

Já o valor COP é o Custo de Operação que se dá em função do nível de despacho esperado da usina em relação ao nível de inflexibilidade declarado pelo empreendedor e, portanto, depende dos custos e do tempo esperado de operação e manutenção e ainda dos custos marginais de operação (CMO)¹⁶ futuros. A estimativa deste valor é obtida através de simulações de cenários de operação do sistema por meio do software *Newave*. A variável *g* representa a geração mínima (em MWh). Esta variável representa a geração mínima (em MWh) necessária por razões técnicas da usina (EPE, 2015b).

Neste sentido, o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) é determinado pelo nível de despacho esperado da usina e do nível de inflexibilidade declarado pelo empreendedor e, portanto, depende dos custos e tempo esperado de operação e manutenção. Este último parâmetro depende dos custos marginais de operação futuros. A estimativa deste valor é obtida através de simulações de cenários de operação do sistema por meio do software *Newave*.

A parcela Custo Econômico de Curto Prazo - CEC (em R\$/ano) se dá em função do resultado das diferenças verificadas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física¹⁷. Esta parcela é igual ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto-

¹⁶ O Custo Marginal de Operação (CMO) corresponde ao custo para produção do próximo MWh necessário para atender à demanda do sistema.

¹⁷ A ANEEL define a garantia física como sendo “a quantidade máxima de energia e potência, definida por Portaria do MME, que poderá ser utilizada pelo proponente vendedor para comercialização por meio de contratos, definida na barra do gerador ou no ponto de conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN”. Disponível em http://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbusca%3Fp_auth%3DMA1Lfj1f%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15049211&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=garantia-fisica-leilao-&inheritRedirect=true. Acesso em 02 de outubro de 2018.

prazo. Desta forma, quando a usina térmica não é despachada, a distribuidora que contratou a usina térmica como lastro para seu consumo deverá adquirir a energia física correspondente no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao PLD vigente (CASTRO e BRANDÃO 2010a).

Já com relação ao custo variável Unitário (CVU), pode-se destacar, de acordo com EPE (2017b, p.2), que ele pode ser decomposto em duas parcelas:

- i. Custo do Combustível, destinado à geração de energia flexível, em R\$/MWh;
- ii. Demais Custos Variáveis decorrentes da geração de energia flexível, também em R\$/MWh. Essa parcela corresponde a todos os custos variáveis decorrentes da geração flexível, exceto os relacionados ao combustível incluindo, por exemplo, custos de operação e manutenção das usinas.

Soares (2009 *apud* Castro *et al* 2018c,) destaca que os parâmetros empregados no ICB para a seleção de um determinado empreendimento em um leilão estão fortemente relacionados às premissas do planejamento da expansão adotadas pela EPE.

3.2. Inadequações Regulatórias para Contratação de Usinas Termelétricas:

Revisão bibliográfica

Conforme observado nas seções anteriores, a contratação de usinas termelétricas por disponibilidade foi implementada através da reforma do modelo de comercialização de energia em 2004 caracterizando-se, portanto, como um mecanismo relativamente recente. Os primeiros contratos deste tipo foram celebrados após o leilão de energia nova de 2005 e as primeiras usinas viabilizadas através desta modalidade contratual iniciaram a operação em 2008 (CASTRO *et al*, 2018a).

Tendo em vista a análise sobre o arcabouço de contratação de energia elétrica no Brasil e dos mecanismos de contratação de usinas termelétricas, a presente seção se dedica a um exame do das principais inadequações deste modelo sob o ponto de vista regulatório. Neste sentido, a presente seção tem como objetivo explorar alguns problemas identificados por meio de revisão bibliográfica e que serão, na seção seguinte, analisados com base na percepção de alguns agentes selecionados do setor, através de entrevistas.

Desta forma, será feita, com base na bibliografia uma síntese dos principais problemas relacionados à operação de usinas termelétricas e suas implicações sob o ponto de vista econômico-financeiro verificadas em projetos contratados sob a modalidade de disponibilidade. As subseções seguintes irão abordar as seguintes inadequações regulatórias relacionadas à contratação de usinas termelétricas:

- a) Os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões;
- b) O despacho contínuo de usinas termelétricas a custos elevados;
- c) A relação entre índices de disponibilidade das usinas e a frequência de despacho das mesmas;
- d) A comprovação de reservas e os custos variáveis.

Desta forma, serão formuladas sugestões de inovações regulatórias com o objetivo de aumentar a atratividade e a eficiência dos mecanismos de contratação de usinas termelétricas no setor elétrico brasileiro.

3.2.1. Os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões

Uma característica importante do modelo de comercialização de energia elétrica implementado no Brasil em 2004 está relacionada à metodologia de escolha dos projetos termelétricos nos leilões que, em tese, deveria privilegiar aqueles com menores custos para o sistema elétrico. Contudo, de acordo com a análise bibliográfica, esta metodologia possui algumas limitações se configurando assim como um ponto a ser aperfeiçoado na regulação para a contratação de usinas termelétricas no país.

Tendo em vista a necessidade de atuação das usinas termelétricas face ao cenário de expansão da matriz elétrica brasileira, o perfil operativo desejado corresponde a projetos com CVU baixo e alta frequência de despacho esperada, configurando claramente um perfil adequado para operação na base. Entretanto, os critérios atualmente vigentes para contratação de projetos termelétricos favorecem usinas com CVU alto e baixa frequência de despacho esperada, como será explicado a seguir.

A metodologia de escolha de projetos baseada no ICB, conforme exposta na seção 3.1.3, tem como objetivo obter a melhor oferta nos leilões através de uma estimativa da relação entre custo e benefício para o consumidor na contratação de determinado projeto. Desta forma, o cálculo dos componentes do ICB (COP, CEC e GF) deve ser

feito de modo que se chegue o mais próximo possível da realidade do sistema elétrico (BEZERRA *et al*, 2009).

Ainda de acordo com Bezerra *et al* (2009), o problema com relação a este aspecto é o fato de que os cálculos destes componentes são realizados em função da configuração adotada pela EPE no seu Plano Decenal de Expansão. A metodologia empregada pela EPE leva a um CMO distinto do CMO efetivamente verificado. Esta situação tem implicações para o cálculo do ICB na medida em que os custos da contratação de determinadas projetos termelétricos podem estar sendo subestimados. Para Soares (2009):

“(...) a própria metodologia de cálculo de GF e de COP e CEC utilizam configurações distintas do sistema hidrotérmico, podendo também influenciar na competitividade entre os empreendimentos participantes de um mesmo leilão” (SOARES, 2009, p 154).

O quadro resultante é um parque térmico com usinas com CVUs altos e baixa frequência esperada de despacho. Trata-se, portanto, de uma configuração pouco aderente à nova realidade operativa do sistema elétrico brasileiro. Sob o ponto de vista do consumidor, este quadro tem como principal impacto o aumento no custo da geração de energia que se traduzem em aumento na tarifa (CASTRO *et al* 2018c).

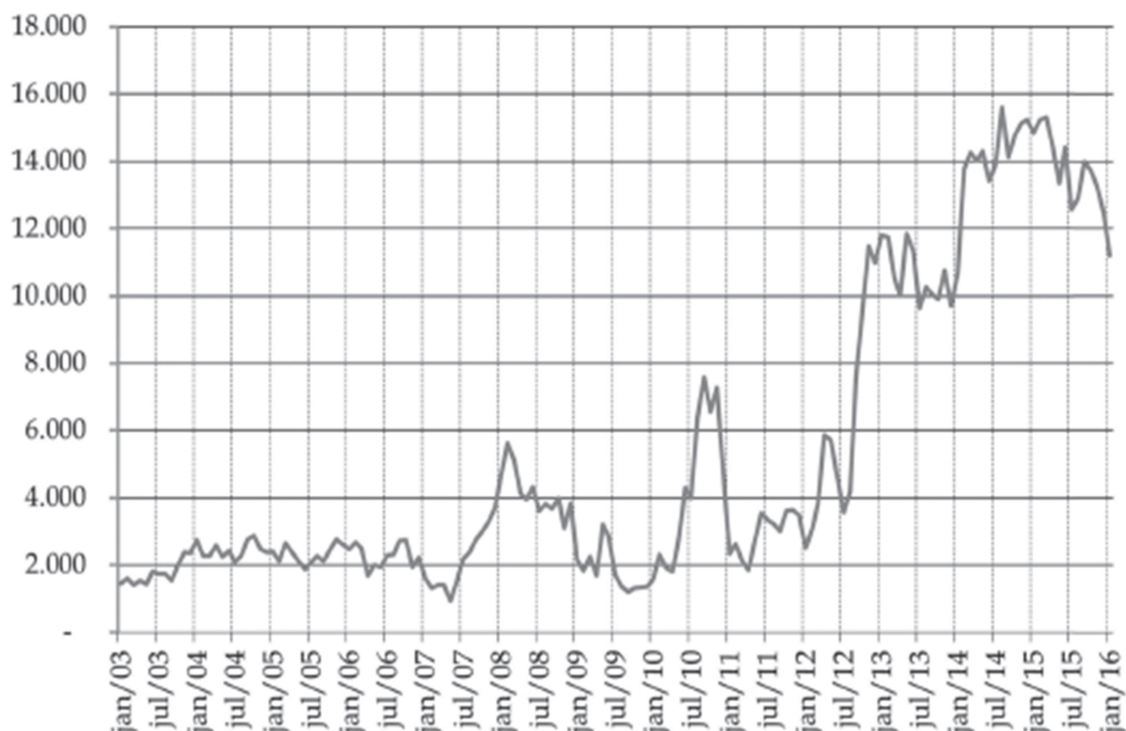
Uma das soluções encontradas pelo marco institucional foi a adoção de um teto em uma tentativa de eliminar o problema das térmicas com alto CVU. Ainda neste sentido e no âmbito do ICB, também pode ser destacada a questão dos leilões por fonte, em uma tentativa de atenuar o problema com os critérios de seleção de projetos.

3.2.2. O despacho contínuo de usinas termelétricas a custos elevados

Tendo em vista a redução da participação das hidrelétricas na geração e a diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios, é esperada uma frequência de despacho cada vez maior por parte das termelétricas de modo a compensar períodos de hidrologia desfavoráveis bem como a crescente intermitência derivadas das plantas eólicas e, no futuro, solares. Como destacado em Dantas (2016), esta tendência implica em uma operação frequente do parque termelétrico atuando na base do sistema Levando a situações de desequilíbrio econômico e financeiro para projetos termelétricos (*apud*, Vardiero 2017).

Um exemplo retirado de Castro *et al* (2018a) ilustra perfeitamente o cenário acima descrito. De acordo com os autores, o despacho de usinas termelétricas por um período prolongado era considerado pouco provável pela metodologia empregada. Entretanto, situação adversa de crise hidrológica se configurou no período compreendido entre os anos de 2012 e 2015, como retratado no Gráfico 14.

Gráfico 14: Geração de energia elétrica a partir de usinas termelétricas: jan/2003 até jan/2016 (em MWmédio)



Fonte: Castro *et al* (2018a p. 118)

Eventos como este acarretam problemas que podem ser percebidos em diferentes dimensões. Sob a ótica dos empreendedores, o despacho de suas unidades geradoras termelétricas por períodos prolongados de tempo pode acarretar em custos adicionais relacionados a questões de ordem técnica e operacional das usinas. O despacho contínuo de usinas termelétricas em situações de hidrologia desfavorável também representa um risco para os empreendedores na medida em que estes ficam expostos à possibilidade de ter que ressarcir as distribuidoras no caso de suas unidades geradoras não entregarem a quantidade de energia prevista em contrato por conta da necessidade de paradas para operação e manutenção não previstas e programadas. O ressarcimento é feito indexado ao PLD que tende a estar bastante elevado dada a situação de hidrologia desfavorável.

Como exposto em Castro *et al* (2018c), o compromisso de entrega de energia estabelecido no contrato está relacionado à disponibilidade declarada pelo empreendedor no momento do leilão. Esta declaração de disponibilidade é calculada pelo empreendedor levando em consideração as paradas por motivos técnicos como, por exemplo, para realização de manutenções preventivas ou interrupções do funcionamento dos equipamentos por conta de defeitos estimando um número de horas de operação em horizonte temporal maior. Contudo, em situações de despacho intenso e por períodos prolongados, as paradas por motivos técnicos tendem a ser postergadas seja por imposição do ONS, seja pelo impacto do PLD, em desacordo com as especificações técnicas dos fabricantes de equipamentos. Nos momentos em que ocorrem falhas de ordem técnica e as unidades param de gerar, os empreendedores das unidades de geração tendem a ser severamente penalizados na medida em que as multas também são calculadas em função do PLD elevado (Vardiero, 2017).

Portanto, o risco assumido pelo empreendedor é o de que eventualmente os índices de disponibilidade declarados no momento do leilão podem não se concretizar. Este risco torna-se significativamente maior em casos de hidrologia desfavorável como ocorrido no período entre os anos de 2012 e 2015, implicando em uma maior frequência de despacho das usinas termelétricas e postergação das paradas para operação e manutenção, em desacordo com as especificações técnicas e as garantias dadas pelos fabricantes dos equipamentos (CASTRO *et al*, 2018c)¹⁸.

Em suma, a estratégia dos empreendedores nos leilões para a declaração de disponibilidade de suas unidades geradoras envolve incertezas que têm origem na imprevisibilidade da frequência de despacho das usinas pelo ONS. Estas incertezas

¹⁸ Com relação a este ponto, também é válido destacar conforme assinalado por Castro, Hubner e Brandão (2014) que parte significativa das usinas termelétrica presentes no parque gerador brasileiro no período compreendido entre os anos de 2012 e 2015 era relativamente nova, apresentando maior probabilidade de falhas. De acordo com Raposo (2004), isto se explica pelo fato de que este tipo de usina apresenta como característica um índice de falhas mais elevado no início de sua vida útil e ao final da mesma. Quando representada graficamente, o índice de falha das usinas termelétricas ao longo do tempo assume o formato de “curva da banheira”.

configuram-se como riscos que são assumidos pelos empreendedores no momento do leilão.

Segundo Castro *et al* (2018c), o despacho contínuo de usinas termelétricas também possui implicações sob o ponto de vista do planejamento da expansão do sistema elétrico do país. Isto porque as projeções feitas no âmbito do planejamento do setor também não consideram períodos de hidrologia atípicos como, por exemplo, situações de seca prolongada e suas implicações sobre os índices de disponibilidade das usinas termelétricas flexíveis (CASTRO *et al*, 2018c).

Portanto, a questão do despacho contínuo de usinas termelétricas com perfis operativos de atuação na ponta do sistema elétrico implica no aumento do risco financeiro tanto sob o ponto de vista dos empreendedores quanto sob a ótica sistêmica. Desta forma, sob a ótica dos empreendedores, fica mais uma vez explícita a necessidade de mudanças no âmbito da regulação de modo a tornar os mecanismos de contratação e remuneração de usinas termelétricas aderentes ao novo paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro.

3.2.3. A exigência de comprovação de reservas e os custos relacionados aos combustíveis

No âmbito das inadequações dos mecanismos de contratação de projetos termelétricos, merece destaque a exigência de comprovação da disponibilidade de gás natural ao longo de todo horizonte previsto no CCEAR, podendo chegar a 25 anos, conforme estabelecido na Resolução Normativa Nº 583 de 2013 da ANEEL. Dutra *et al* (2017) apontam que esta exigência evidencia um descompasso entre o setor elétrico e a indústria de gás natural no Brasil. Nas palavras dos autores:

“(…) a regulação do setor elétrico está baseada em uma premissa de flexibilidade e de disponibilidade de combustível que não corresponde à realidade do setor de gás natural no Brasil. Um dos principais sinalizadores deste descompasso é a exigência de contrato de suprimento de gás que possa atender ao despacho pleno da usina por toda a duração do CCEAR, apesar do próprio modelo ser estruturado para minimizar o uso da geração térmica e considerar a incerteza do despacho nos modelos de valoração de competitividade no leilão. Isso é, requer-se uma estrutura de contratação de gás que inevitavelmente

irá incorrer em elevada ociosidade da oferta, assim como da infraestrutura contratada, sem que exista um mercado secundário de gás para escoamento da sobra” (DUTRA *et al*, 2017, p.22).

Para Castro *et al* (2018c), a exigência de comprovação de longo prazo dos combustíveis dificulta a viabilização de novos projetos termelétricos a gás natural. Essa dificuldade se deve aos elevados custos de comprovação de reservas do combustível e, além disso, dado que há uma exigência de que ao menos metade da geração seja flexível, há incerteza quanto à frequência de despacho, mostrando-se antieconômica a comprovação por prazos muito longos.

A questão dos custos relacionados aos combustíveis também é relevante no que tange à exigência de declaração de parâmetros técnicos e econômicos componentes do CVU e nos seus critérios de reajuste no caso dos geradores térmicos contratados por disponibilidade. No momento de inscrição nos leilões, os empreendedores estabelecem um indexador para servir como parâmetro de reajuste ao longo do contrato. Esta decisão envolve um risco na medida em que não necessariamente os custos incorridos pelos agentes para aquisição e transporte dos combustíveis serão acompanhados pela variação do índice adotado como indexador dos contratos.

Desta forma, para Castro *et al* (2018c), no caso de descolamento entre a variação nos custos efetivos e o índice estabelecido no contrato, tanto empreendedores quanto consumidores podem ser afetados. O empreendedor será prejudicado, caso seus custos efetivos aumentem em proporção maior do que o índice de reajuste estabelecido. Para Soares (2009):

“Ainda sob a ótica do investimento em geração em energia elétrica, os critérios de reajuste do Custo Variável Unitário (CVU) que consideram a variação de preço dos combustíveis no mercado internacional, adicionam incerteza na previsão dos custos com o fornecimento de combustíveis e que o modelo de otimização atual não considera seu devido efeito” (SOARES 2009, p. 154)”.

Por outro lado, caso os custos efetivos dos empreendedores sejam menores do que a variação prevista no indexador, o maior prejudicado será o consumidor final que irá pagar um valor maior pela energia. Novamente utilizando as palavras de Soares (2009):

“Do ponto de vista das distribuidoras de energia elétrica, o custo da energia elétrica proveniente dos empreendimentos contratados por disponibilidade está diretamente relacionado com a operação do sistema, adicionando uma incerteza significativa para previsão do custo para fins de reajuste tarifário” (SOARES, 2009, p. 155).

Em suma, a questão dos critérios de reajuste do CVU adiciona outras incertezas aos agentes envolvidos na contratação de energia proveniente de usinas termelétricas. Trata-se, portanto, de um problema de regulação na medida em que esta pode e deve ser aprimorada para permitir a redução do nível de incerteza por parte dos agentes.

3.2.4. Síntese das inadequações observadas de acordo com análise da literatura

Nestes termos, foram apontadas três inadequações relacionadas à contratação de usinas termelétricas no âmbito do arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro. A primeira delas está relacionada aos critérios presentes nos leilões para contratação de projetos termelétricos. Estas inadequações levam à contratação de usinas com CVU elevado e baixa frequência esperada de despacho, ou seja, com perfil de operação pouco aderente ao novo paradigma de geração do sistema elétrico brasileiro.

A segunda é o despacho contínuo de usinas termelétricas que tendem a se traduzir em riscos financeiros e, conseqüentemente, custos mais elevados para os agentes envolvidos. Esta situação foi verificada no período compreendido entre os anos de 2012 e 2015 e acarretou em um significativo desequilíbrio de ordem econômica e financeira das usinas termelétricas expostas ao PLD.

A terceira inadequação é a questão dos combustíveis em projetos a gás natural, que pode ser subdividida em duas. Primeiramente, se destaca a exigência da ANEEL de comprovação de reservas de combustíveis para todo o horizonte temporal do contrato trata-se de um problema para os empreendedores e função de alta complexidade e que envolve custos elevados. Há ainda a questão do indexador utilizado para reajuste do CVU que, no caso de eventuais descolamentos em relação aos custos efetivamente verificados, pode gerar prejuízos ao agente gerador ou ainda ao consumidor final.

Em suma são questões ligadas às incertezas presentes no processo de contratação de usinas termelétricas. As

incertezas determinam custos de transação que os mecanismos contratuais até então utilizados não haviam sido capazes de eliminar. São assim problemas de ordem regulatória e que se configuraram como inadequações para contratação de usinas termelétricas de forma eficiente dentro do novo paradigma de operação.

Seguindo a proposta metodológica do presente trabalho, a próxima seção tem como objetivo confrontar os problemas até aqui encontrados com a percepção de agentes específicos envolvidos na contratação de projetos termelétricos. Desta forma, se busca identificar quais deles foram efetivamente endereçados e quais ainda precisam ser abordados através de inovações regulatórias, além de eventuais questões adicionais não abordadas através da revisão bibliográfica.

3.3. Inadequações Regulatórias para Contratação de Termelétricas: A Percepção dos Agentes

A metodologia adotada inclui a realização de entrevistas com agentes representativos do setor elétrico sobre o tema do estudo com o intuito de obter informações com relação a questões específicas. Neste sentido, foram realizadas entrevistas com:

- i. Empresa participante do Leilão A-6 de 2017
- ii. Representante da ABRAGET e
- iii. Representantes da EPE.

Foi elaborado um questionário contendo 12 perguntas divididas em três blocos como apresentado a seguir:

- i. Questões gerais relativas às perspectivas do setor e à regulação atualmente existente
- ii. Questões a serem respondidas sob a ótica sistêmica
- iii. Questões a serem respondidas sob a ótica dos empreendedores envolvidos na contratação de usinas termelétricas a gás natural.

O questionário abordou ainda as mudanças verificadas no edital do Leilão A-6 de 2017 e que serão tema do próximo capítulo do trabalho. No anexo encontra-se cópia do

questionário utilizado. As próximas subseções apresentam resultados mais significativos das entrevistas relativos à importância das usinas termelétricas na matriz elétrica brasileira e a necessidade de eventuais aperfeiçoamentos regulatórios nos mecanismos de contratação e remuneração das mesmas.

3.3.1. A percepção dos agentes com relação à importância das térmicas a gás natural na matriz elétrica brasileira

Nas entrevistas realizadas com equipe de uma empresa envolvida no Leilão A-6 de 2017 o gás natural foi apontado como sendo uma excelente alternativa face às necessidades do sistema por diversos motivos. Primeiramente foi destacada a possibilidade de partida rápida em usinas termelétricas a gás natural, o que é uma vantagem em um contexto de difusão de fontes intermitentes. Neste sentido, foi apontada a importância das usinas termelétricas a gás natural sob a ótica da segurança energética e da garantia do suprimento de energia.

Também foi ressaltado nesta entrevista o estabelecimento das usinas termelétricas a gás natural como uma possibilidade para aproveitamento dos recursos disponíveis no território brasileiro e, especificamente neste caso, do gás natural oriundo do pré-sal. Foi destacado ainda que as usinas termelétricas a gás natural possuem níveis de emissões de dióxido de carbono significativamente menor do que as usinas movidas a carvão e a óleo combustível, por exemplo. Ainda neste sentido, foi destacado que ao elevar o nível de segurança do sistema elétrico, a incorporação de usinas termelétricas a gás natural na matriz viabiliza a expansão das fontes renováveis intermitentes na matriz.

A mesma pergunta foi feita ao representante da ABRAGET. Para ele há a necessidade de uma matriz elétrica balanceada tendo em vista que cada uma das fontes tem seus atributos e suas deficiências. Destacou uma tendência mundial de incorporação de fontes renováveis de energia por serem ambientalmente favoráveis, mas que possuem desvantagens que precisam ser compensadas por outras fontes, destacando aqui a aspectos como a intermitência, a despachabilidade, o controle de frequência e a estabilidade do sistema elétrico. Destacou ainda as perspectivas de evolução dos processos de gaseificação do carvão e das usinas de biomassa a cavaco de madeira. Em termos conclusivos, assinalou a importância de uma composição entre fontes renováveis e fontes térmicas com destaque para as termelétricas a gás natural, contribuindo assim para uma matriz elétrica balanceada.

Os representantes da EPE afirmaram que as usinas termelétricas fazem parte de um conjunto de soluções para o atendimento das necessidades do setor nos próximos anos. Cada fonte de energia tem seus atributos e seu papel no sistema elétrico sendo difícil compará-las e apontar uma melhor. Contudo, foi destacado que usinas a gás natural têm vantagens em termos de emissão de gases poluentes e de flexibilidade em relação ao carvão, por exemplo. Outra vantagem destacada foi a presença de diferentes tecnologias em termos de usinas a gás natural que possibilitam a execução de diferentes serviços para o sistema elétrico (na ponta ou na base da curva de carga). Uma desvantagem apontada foi a ausência de um mercado de gás natural mais maduro no país que se consolida como um entrave para um melhor alinhamento entre esta indústria e o setor elétrico.

3.3.2. A necessidade de aperfeiçoamentos regulatórios no âmbito das usinas termelétricas a gás natural

No âmbito do bloco de questões gerais, foi perguntado acerca da necessidade de melhorias no arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro de modo a torná-lo mais adequado à nova realidade operativa e mais atrativo sob a ótica do investimento em geração termelétrica.

Para empresa participante do Leilão A-6 de 2017 foram apresentadas ponderações com relação a um quadro de inadequação por parte da regulação. Foi argumentado, por exemplo, que os leilões realizados para contratação de fontes termelétricas sempre contam com projetos inscritos no processo competitivo. Para eles, este é um indicativo de que a regulação para este tipo de fonte é bem desenhada, ainda que identifiquem também a necessidade de melhorias em pontos específicos da regulação. Foram feitas ainda ponderações com relação à necessidade de aperfeiçoamentos na regulação como um todo, e não apenas no caso de projetos termelétricos.

Como sugestões para possíveis aprimoramentos, foi destacada a necessidade da criação de mecanismos de valoração das fontes que sejam mais adequados de modo a captar de forma mais precisa os atributos de cada uma. Com relação a este ponto foi sugerida, por exemplo, a consideração de aspectos relativos ao nível de segurança energética conferido por cada tipo de fonte ao sistema, suas condições de despachabilidade, volumes de emissão de gases poluentes, entre outros. Ainda no âmbito da proposta, foi sugerida a valoração de cada um dos atributos através de um sistema de pontuação, de

modo que cada fonte seja avaliada de forma mais precisa com relação aos seus pontos positivos e negativos.

Para o representante da ABRAGET foi considerado fundamental as mudanças no arcabouço regulatório de modo a torná-lo mais atrativo para os novos projetos termelétricos. Para isto, citou como exemplo a perspectiva de disponibilidade gás oriundo do pré-sal, o que exigira mudanças na regulação.

Na entrevista com representantes da EPE, foi destacado que há a necessidade de mudanças na regulação, mas não com o objetivo de torná-la mais atrativa para projetos termelétricos. Segundo os respondentes, o aumento da atratividade deste tipo de projeto seria, na verdade, uma consequência natural de outro arranjo institucional e regulatório mais aderente ao novo paradigma de geração. Com relação a este aspecto foi ressaltada a importância do papel das térmicas tanto no atendimento da ponta quanto na base da curva de carga permitindo que outras fontes façam o acompanhamento da carga, ainda que neste caso devem ser observadas limitações relacionadas aos custos dos combustíveis de térmicas de base e ao aumento do vertimento de hidrelétricas.

3.3.3. Os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões

As perguntas sobre os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões através do ICB tiveram as seguintes considerações indicadas a seguir.

Para empresa participante no Leilão A-6 de 2017 foi destacado que o atual modelo de seleção de projetos termelétricos presente nos leilões é conceitualmente adequado, mas pode ser bastante aperfeiçoado. A principal é que o modelo se baseia nos custos fixos dos empreendimentos e nas expectativas de custos futuros. O problema é a calibragem correta destes custos e as variações que acontecem no decorrer do tempo de contrato. Com relação ao perfil dos projetos contratados, destacaram que cada caso deve ser analisado individualmente com relação à compatibilidade ou não com as necessidades do sistema.

Para a ABRAGET o ICB não é adequado como critério de seleção de projetos. Apontou que a metodologia de cálculo do índice é falha em aspectos como as tarifas de transmissão e ao não considerar os atributos específicos de cada fonte. Destacou também que os parâmetros de cálculo do ICB são considerados no momento do leilão e

são então utilizados sem levar em conta eventuais mudanças ou reajustes nos parâmetros ao longo do horizonte contratual.

Para a EPE, os critérios praticados nos leilões são adequados se for considerado o atendimento à demanda por energia. Contudo, destacaram que para as usinas termelétricas exercerem o papel de atendimento à demanda por potência, os critérios precisam ser revistos. Destacaram também o pedido por parte dos agentes de alteração do ICB de modo a contemplar outros aspectos que atualmente não são considerados citando, por exemplo, o sinal locacional e os aspectos ambientais, sobretudo relacionados ao volume de emissões de gases poluentes. Contudo, ainda com relação a este ponto, os representantes da EPE questionam a criação indefinida de novos *handicaps* na fórmula do ICB apontando a necessidade de limites.

3.3.4. O despacho contínuo de usinas termelétricas

Ainda sob a ótica sistêmica acerca das inadequações regulatórias, o questionário abordou a questão dos eventuais despachos contínuos de usinas termelétricas, como ocorrido entre 2012 e 2015, e seus riscos sob a ótica sistêmica e a ótica financeira.

Durante as entrevistas, membros de empresa participante do Leilão A-6 de 2017 afirmaram que o despacho de usinas termelétricas a gás natural é benéfico para o sistema por conta do nível de segurança energético conferido por este tipo de fonte ao sistema elétrico. Contudo, a percepção destes agentes é de que o despacho contínuo é um risco para o gerador por conta da degradação dos equipamentos após longos períodos de despacho. Destacaram o aumento da probabilidade de falhas nas máquinas e citaram o caso da chamada ‘curva da banheira’.

Para a ABRAGET o despacho de usinas termelétricas é positivo para a segurança da operação do sistema na medida em que, quando despachado na base da curva de carga, permite atenuar o ritmo de deplecionamento dos reservatórios. Um dos problemas apontados está associado ao planejamento que é feito de acordo com o resultado do leilão. Desta forma, citou como exemplo o despacho de usinas termelétricas a óleo combustível na região Nordeste. Isto porque estas usinas saíram vencedoras em um leilão no qual diversos problemas afastaram outros concorrentes.

Por outro lado, o representante da ABRAGET assinalou que no caso de usinas termelétricas a gás natural de última geração, estudos demonstraram que o despacho de

base (inflexibilidade acima de 70%) implica em ganhos financeiros expressivos em relação às usinas flexíveis. Isto se explica pela substituição de usinas mais caras (notadamente aquelas a óleo combustível) por usinas com perfil adequado para atuação na base, isto é, com níveis de inflexibilidade mais elevados. Usinas com este perfil também contribuem para redução da geração a partir de hidrelétricas contribuindo para redução do PLD e, conseqüentemente, diminuindo os valores das obrigações financeiras pagas pelos agentes a descoberto. Além disso, foi destacado também que o GNL fica mais barato no caso de despachos com níveis mais altos de inflexibilidade em função da relação entre escala de demanda e preço.

Por parte da EPE, o despacho contínuo de usinas termelétricas é positivo para o sistema considerando a ótica da operação. Já sob a ótica dos empreendedores, o despacho contínuo como ocorrido no período entre 2012 e 2015 representa um risco bastante elevado do ponto de vista financeiro. Ao citar o período em questão, foi destacado que o despacho de usinas com alto CVU deveria ocorrer com baixa frequência, de forma esporádica, tendo em vista que o perfil dessas usinas não é o adequado para este tipo de atendimento. O evento ocorrido entre 2012 e 2015 impôs graves desequilíbrios financeiros aos agentes.

3.3.5. Parâmetros utilizados pelo planejador para contratação de termelétricas a gás natural e sua adequação à realidade operativa

Ainda sob a ótica sistêmica, foram abordados os parâmetros utilizados pelo órgão planejador para contratação de usinas termelétricas a gás natural. Trata-se de uma questão referente aos índices de disponibilidade, hidrologias desfavoráveis, etc. e sua aderência à realidade operativa do sistema elétrico brasileiro.

Na entrevista realizada com a empresa participante do Leilão A-6 de 2017, foi destacado que as previsões climáticas feitas são baseadas unicamente em modelos estatísticos e que convergem sempre para uma média de valores. Contudo, os agentes destacam também que as condições climáticas nem sempre se comportam de acordo com as projeções, ocorrendo situações extremas que fazem com que a previsão estimada pelo modelo se descole da realidade. Neste sentido, foi feita uma analogia entre a previsão do tempo e a previsão da cotação de moedas internacionais, destacando a quantidade de desvios que ocorre nestes casos e as dificuldades envolvidas na realização deste tipo de exercício.

Também foi destacado que os parâmetros utilizados são escolhidos em função de séries temporais que, por vezes, são consideradas curtas. Desta forma, as previsões de tendências de longo prazo assumem elevado grau de imprecisão em relação à realidade. Em suma, pode-se afirmar que os parâmetros são considerados adequados em relação aos modelos, mas que estes, por sua vez, podem apresentar descolamentos significativos em relação à realidade.

Para a ABRAGET destacou os parâmetros são relativamente adequados à realidade operativa do sistema. Contudo, apontou também a dificuldade de se estabelecer parâmetros como as taxas de parada forçada e programada que cubram todos os fenômenos aos quais estão expostos os empreendimentos. Levando em conta estas dificuldades, não considerou que o estabelecimento deste tipo de parâmetros possa ser considerado um problema sob o ponto de vista regulatório.

Os representantes da EPE enfatizam que parâmetros como as taxas de parada forçada e programada são declaradas pelo próprio empreendedor no momento do leilão por sua conta e risco, ainda que haja uma resposta crítica por parte da EPE no caso de declarações muito discrepantes. De um modo geral, consideraram as taxas de parada (forçada e programada) aderentes à realidade operativa no caso das termelétricas a gás natural. Afirmaram que a expectativa de despacho do empreendedor depende de diversos aspectos como, por exemplo, a evolução da carga, a entrada em operação das linhas de transmissão e a questão hidrológica. A expectativa de despacho serve como parâmetro apenas para competição no leilão, ressaltando o caráter de disponibilidade dos contratos que preveem despacho das usinas sempre nos casos em que o CVU da unidade é menor que o CMO do sistema.

No bloco das questões sob a ótica dos empreendedores, a primeira pergunta abordou novamente a questão dos critérios de seleção de projetos e tinha como objetivo captar a percepção dos agentes quanto à capacidade, por parte das empresas participantes do leilão, de definir estratégias eficientes para participação nos certames.

Por parte do agente que participou do Leilão A-6 de 2017, foi indicado que as empresas buscam participar dos leilões com projetos bastante simples e que estes, posteriormente, passam por refinamentos depois dos leilões. Foi destacado que os desenhos dos leilões são muito bem feitos contendo regras que impedem a adoção de estratégias

anticompetitivas entre empresas como, por exemplo, a formação de cartéis. Em síntese, para eles a regulação e os critérios de seleção de projetos termelétricos em leilões são bem desenhados, ainda que haja espaço para melhorias e aperfeiçoamentos.

O representante da ABRAGET afirmou que os empreendedores sempre conseguem montar estratégias adequadas de acordo com as regras dos leilões. Afirou que os agentes buscam sempre contornar as dificuldades impostas pelo edital a fim de que sejam montadas estratégias competitivas. Por fim destacou que, embora esta seja uma tarefa difícil, os empreendedores conseguem fazê-la sem maiores problemas, o que fica evidenciado pela alta participação dos agentes nos leilões.

Para os representantes da EPE, os empreendedores conseguem elaborar estratégias competitivas para os leilões como atesta a alta quantidade de empresas participantes dos leilões.

3.3.6. A declaração de disponibilidade e as frequências de despacho esperadas

A declaração de disponibilidade feita pelos empreendedores à época dos leilões também foi abordada através do questionário de modo a verificar se são levados em consideração aspectos relacionados à frequência de despacho esperada e, em caso positivo, se os valores declarados, de fato, se concretizam.

No caso da entrevista realizada com agente participante do Leilão A-6 de 2017, foi destacado que os parâmetros Custo de Operação (COP) e Custo Econômico de Curto-prazo (CEC) sempre são levados em consideração. Contudo, o principal ponto levantado com relação a este aspecto foi a taxa de parada das unidades de geração. Neste âmbito foram feitas sugestões de que a EPE passasse a considerar, para fins de cálculo do ICB, os dados do fabricante dos equipamentos referente às necessidades de paradas para manutenção preventiva. Já com relação à taxa de paradas forçadas, foi apontada a necessidade de aperfeiçoamentos de modo a torná-la mais aderente à realidade operativa. Foi destacado que os parâmetros de frequência de despacho esperados muitas vezes não se concretizaram, mas que cada caso deve ser analisado individualmente.

O representante da ABRAGET afirmou que a declaração de disponibilidade dos empreendedores é feita sempre através de simulações feitas no *Newave* encontrando

assim as probabilidades de despacho. Por outro lado, assinalou que os agentes são sempre otimistas neste aspecto e que o despacho efetivo das usinas termelétricas acaba sendo sempre muito maior do que o projetado.

Nas entrevistas com representantes da EPE foi afirmado que os empreendedores levam em consideração aspectos relacionados à frequência de despacho no momento em que formulam suas estratégias de declaração de índices de disponibilidade. Desta forma, estes agentes montam suas estratégias competitivas de acordo com o estabelecimento destes parâmetros assumindo riscos e responsabilidades próprias.

3.3.7. A comprovação dos combustíveis e índices de reajuste do CVU

Sob a ótica dos empreendedores, foi perguntado ainda sobre a questão das dificuldades relacionadas à comprovação de reservas de combustível ao longo do horizonte contratual e ainda sobre o indexador para reajuste do CVU dos empreendimentos termelétricos a gás natural.

Nas entrevistas realizadas com membros de empresa participante do Leilão A-6 de 2017, foi afirmado que a comprovação de reservas no caso de fornecedores nacionais de combustíveis é um processo complexo que envolve grandes dificuldades. Mas no caso de combustíveis importados não é um problema já que podem ser utilizados contratos de fornecimento de combustíveis celebrados com empresas que assumem os riscos no caso de não entrega. Com relação aos combustíveis nacionais, foi sugerida a criação de índices nacionais de reajuste com a ressalva de que isto exigirá um mercado de gás natural mais maduro em relação ao nível que este se encontra hoje.

Com relação ao reajuste do CVU, a entrevista com este mesmo grupo mostrou críticas com relação ao fato de que os parâmetros para seu reajuste são fixados no momento do leilão e valem por todo horizonte de contrato que pode chegar a 25 anos. Neste sentido, foi destacado que ao longo do contrato ocorrem diversas mudanças que podem vir a tornar o índice de reajuste inadequado e que não é permitido que estes sejam revistos. Ainda assim, os agentes destacaram que nos leilões mais recentes algumas mudanças foram efetivadas e que houve melhoras com relação a este ponto.

O representante da ABRAGET afirmou não haver problemas para comprovação de reservas de combustíveis no caso de empreendedores que utilizam GNL, já que neste caso podem ser utilizados os contratos firmados com fornecedores. Por outro lado,

afirmou que a dificuldade existe no caso de agentes que dispõem de gás *onshore*. Essa dificuldade se deve ao fato de o desenvolvimento do gás se dá em função de um mercado incerto, pois não há certeza quanto ao nível de despacho. Já com relação ao indexador para reajuste do CVU, o respondente destacou que houve muita discussão e evolução quanto a este aspecto e que hoje pode ser considerado satisfatório.

Na visão dos representantes da EPE, houve avanços muito significativos ao longo do tempo com relação à comprovação de combustíveis de modo que hoje praticamente não há problemas quanto a isso. Uma importante modificação apontada foi a transferência da penalização da unidade geradora para o fornecedor do combustível. O órgão identificou problemas apenas quando o contrato de fornecimento é celebrado com *traders* do mercado de gás que não necessariamente possuem, de fato, o produto. Contudo destacaram que, no caso de comprovação de reservas *onshore*, de fato há um grande espaço para aperfeiçoamentos já que a viabilização de seu desenvolvimento está atrelada à frequência de despacho que, por sua vez, é cercada de altos níveis de incerteza.

3.4. Sistematização dos Resultados das Entrevistas e Comparação com a análise baseada na pesquisa bibliográfica

Nesta seção são analisados os principais resultados verificados nas entrevistas com agentes do setor buscando identificar pontos convergentes e divergentes entre as respostas e os demais resultados encontrados no trabalho por meio do levantamento bibliográfico.

No primeiro capítulo do trabalho foi apresentado o conceito de ambiente regulatório de modo a complementar a teoria tradicional da regulação econômica baseada na presença de falhas de mercado. Neste sentido, o ambiente regulatório foi apresentado como sendo composto pelas dimensões política, social, jurídica e econômica. É possível notar alguns dos aspectos que compõem estas dimensões nas respostas às entrevistas.

Sobre o aperfeiçoamento regulatório para contratação de térmicas foram apontados aspectos de ordem socioambiental,

sobretudo questões relacionadas à garantia do suprimento de energia, essencial à população e ao crescimento econômico, e ainda à emissão de gases poluentes, fator também associado ao bem-estar social. Foram apontados também aspectos sobre os parâmetros para contratação e remuneração de térmicas, impactando nas estratégias competitivas dos agentes e nos seus níveis esperados de rentabilidade. A consideração de tais dimensões ganha relevância mais expressiva sob a ótica do ambiente regulatório do que teria na teoria tradicional da regulação econômica concentrada essencialmente nas falhas de mercado.

As próximas três subseções buscam examinar, em linhas gerais e com base nos aspectos anteriormente citados, o grau de convergência entre as respostas dadas pelos agentes e os resultados da análise bibliográfica. Vale ainda destacar que a análise a seguir leva em consideração o caráter transversal destes aspectos na medida em que se fazem presentes ao longo de várias seções do trabalho e também em várias das perguntas elaboradas no questionário.

3.4.1. Aspectos relacionados à importância de usinas a gás natural para a segurança energética e a questão ambiental

Com relação à segurança energética, observa-se por parte dos entrevistados a percepção de que as usinas termelétricas a gás natural possuem papel fundamental com relação à garantia do suprimento de energia tendo em vista suas condições de despachabilidade, sobretudo considerando as perspectivas de aumento da participação de fontes intermitentes e queda da capacidade de armazenamento. Por conta destas características, a contratação deste tipo de usina também foi avaliada positivamente para operação do sistema, sendo considerada uma forma de mitigação de riscos de desabastecimento. Em síntese, os agentes entrevistados apresentaram alto grau de convergência com relação ao papel

das termelétricas a gás natural na garantia do suprimento de energia.

Este resultado é, em linhas gerais, condizente também com os resultados encontrados com base na revisão bibliográfica, sobretudo no que tange à possibilidade de geração na base ou na ponta da curva de carga compensando a variabilidade de outras fontes. Contudo, foi salientado nas entrevistas que cada fonte tem seus aspectos positivos e negativos e que, ainda que as térmicas a gás natural possuam um papel importante, é necessária uma composição equilibrada da matriz elétrica.

Outra diferença importante com relação à revisão bibliográfica feita no trabalho foi a consideração do despacho contínuo de usinas termelétricas como fator mitigador de risco sistêmicos e não o contrário. Isto porque os agentes entrevistados argumentaram que, do ponto de vista da operação, as usinas termelétricas são uma ótima alternativa tendo em vista suas características de despachabilidade. Por outro lado, o risco associado às consequências financeiras de um despacho contínuo foi visto como uma questão inerente ao empreendedor e não como um fator de ordem sistêmica, mas que podem trazer incertezas para novos empreendimentos.

Sob a ótica ambiental, na análise bibliográfica foi destacado que as usinas termelétricas a gás natural apresentam vantagens por serem menos poluentes em relação a fontes como óleo combustível e carvão. Foi apontado também que, ainda que as térmicas a gás natural emitam gases poluentes, a sua presença na matriz elétrica é relevante tendo em vistas seus atributos de despachabilidade que permitem compensar a intermitência de fontes como a eólica e a solar. As entrevistas realizadas corroboram estes resultados e pode-se dizer que há convergência também na resposta dos entrevistados com relação a este aspecto.

Em linha com o princípio de que cada fonte energética tem suas vantagens e desvantagens, as usinas a gás natural podem ser colocadas em uma espécie de meio termo entre as fontes mais poluentes como o óleo combustível e o carvão e fontes não emissoras como a hídrica, a eólica e a solar. Contudo, em todas as entrevistas foram ressaltadas as características de despachabilidade das usinas a gás natural consolidando sua importante vantagem na medida em que viabiliza a entrada de fontes caracterizadas pela intermitência.

Ainda no que tange à importância das usinas a gás natural na matriz elétrica, em algumas das entrevistas foi enfatizado o aproveitamento de recursos atualmente existentes no território brasileiro com destaque para o gás associado oriundo do pré-sal. Esta questão não foi contemplada na revisão bibliográfica feita, mas configura-se como relevante já que projeções feitas pela EPE apontam para uma produção líquida de gás natural na ordem 91 milhões de m³/dia em 2026 considerando as camadas pré-sal e pós-sal (EPE, 2017).

3.4.2. Aspectos relativos à regulação para contratação de térmicas a gás natural

De modo geral, há um firme e consistente consenso entre os entrevistados de que os mecanismos de contratação e remuneração das usinas termelétricas podem ser aperfeiçoados. Contudo, os agentes entrevistados consideram que o arcabouço regulatório é suficiente para tornar atrativo o investimento em usinas termelétricas. Isto fica evidente, de acordo com as entrevistas, pelo número de participantes em cada leilão. Desta forma, o consenso identificado foi o de que, ainda que haja muito espaço para melhora, os agentes conseguem montar estratégias competitivas para participar nos leilões com projetos deste tipo.

Especificamente com relação aos critérios de seleção de projetos termelétricos em leilões, há um consenso de que os critérios utilizados para cálculo do ICB no leilão eventualmente são falhos em retratar a realidade, ainda que conceitualmente sejam corretos. Uma das maiores críticas com relação ao ICB foi que os parâmetros utilizados como critérios de seleção nos leilões são baseados em cálculos estatísticos e então fixados nos contratos, não permitindo que sejam feitos reajustes a fim de captar o dinamismo dos custos inerentes à atividade de geração a partir de fontes termelétricas.

O descolamento dos custos efetivos em relação aos custos estabelecidos em contratos pode levar a arranjos que beneficiam ou prejudicam diferentes grupos de agentes dependendo do tipo de divergência verificada, como apontado também pela revisão bibliográfica desenvolvida no trabalho.

Com relação a essa questão, entrevistas apontaram para aspectos não contemplados pela metodologia de cálculo do ICB como, por exemplo, custos relativos à transmissão de energia elétrica e ainda a emissões de gases poluentes. Ainda de acordo com as entrevistas, a observação de aspectos dessa natureza na metodologia de cálculo do ICB permitirá uma precisão maior no estabelecimento dos custos efetivos de cada fonte. Contudo, foram feitas importantes ressalvas por parte do órgão planejador sobre a necessidade de se impor limites com relação à inclusão de novos parâmetros no cálculo do ICB.

Nas perguntas relativas ao arcabouço regulatório para contratação de térmicas houve consenso no que diz respeito à evolução verificada ao longo do tempo. Isto se aplica a diversos aspectos abordados no questionário como, por exemplo, a questão da comprovação das reservas dos combustíveis com a transferência da penalização das unidades geradoras para as fornecedoras de combustível e, no caso do Leilão A-6 de 2017, com os horizontes rolantes de comprovação. Contudo, também houve consenso de que nos casos de reservas nacionais de gás, a questão da comprovação dos combustíveis ainda é um entrave significativo. O mesmo se aplica ao caso da indústria de gás natural que ainda carece de um mercado mais maduro e apresenta uma série de entraves à articulação com o setor elétrico.

3.4.3. Aspectos relativos à atratividade do investimento em térmicas

Com relação à atratividade sob o ponto de vista do investimento em geração termelétrica, a revisão bibliográfica apontou que os problemas de ordem regulatória verificados podem se consolidar como entraves impactando os níveis de segurança energética do sistema. Contudo, a percepção dos agentes mostrou-se menos radical, ainda que haja um consenso acerca da necessidade de aperfeiçoamentos na regulação tornando mais eficientes os mecanismos de contratação e remuneração de novas fontes para aumentar a atratividade do investimento neste tipo de empreendimento.

Em suma, os entraves identificados nas entrevistas confrontados com a revisão bibliográfica foram corroborados em diferentes graus pelas respostas obtidas como pontos a serem aperfeiçoados na regulação e que, conseqüentemente, aumentariam a atratividade do investimento em geração térmica a gás natural.

4. O LEILÃO A-6 DE DEZEMBRO DE 2017

As perspectivas de evolução da matriz elétrica e a necessidade da incorporação de fontes controláveis na matriz elétrica estão no radar do marco institucional do setor elétrico: MME, EPE, ONS e ANEEL.

Uma evidência desta percepção foi o edital do Leilão A-6 realizado em dezembro de 2017 que culminou com a contratação de empreendimentos de geração, sendo 49 usinas eólicas (691,8 MW médios), seis Pequenas Centrais Hidrelétricas (71,3 MW médios), seis térmicas a biomassa (102,6 MW médios), com destaque, em função do escopo do presente estudo, de duas térmicas a gás natural (1.870,9 MW médios). Ao total, foram contratados 2.736,6 MW médios de energia (ANEEL, 2017). As mudanças verificadas no edital deste leilão e os resultados obtidos revelam o uso dos leilões como o mais importante instrumento de política energética por parte do MME.

Tendo em vista o escopo do trabalho, o presente capítulo irá se concentrar na análise da contratação das duas usinas termelétricas (Porto de Açu e Vale Azul). Parte-se do princípio de que a contratação destas usinas foi viabilizada em função de importantes modificações introduzidas no edital deste leilão, estando diretamente relacionadas com questões e problemas regulatórios que são objetivos analíticos do estudo.

Desta forma, o presente capítulo tem como objetivo desenvolver análise das inovações regulatórias introduzidas no edital do Leilão A-6 de dezembro de 2017 confrontando-as com as questões identificadas ao longo do trabalho. Busca-se analisar se as inovações endereçam, de forma efetiva, as questões examinadas e em que medida elas representam avanços na regulação de modo a torná-la mais aderente ao novo paradigma de operação do sistema elétrico brasileiro. Esta análise também levará em consideração a percepção dos agentes captada através das entrevistas realizadas.

Tendo em vista as necessidades do sistema elétrico brasileiro e o princípio da garantia do suprimento de energia elétrica aos consumidores de forma barata e eficiente, os editais dos leilões realizados assumem grande importância na medida em que representam um importante instrumento para a política energética do país. Desta forma, a presente seção tem como objetivo examinar as principais diretrizes do leilão e o perfil das usinas termelétricas contratadas neste contexto.

As diretrizes para realização do Leilão A-6 de 2017 foram estabelecidas pelo MME por meio da Portaria nº 390 no dia 4 de outubro de 2017. O início do suprimento de energia por meio dos projetos contratados está previsto para janeiro de 2023 de modo a atender a demanda declarada pelas distribuidoras. Desta forma, o Leilão se destinou a contratação de empreendimentos com as seguintes configurações:

- i. Eólicos;
- ii. Termelétricos a biomassa ou a carvão;
- iii. Termelétricos a gás natural;
- iv. Usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas.

De acordo com (CASTRO *et al*, 2018d), o Leilão teve como principais objetivos a contratação de usinas termelétricas aderentes ao processo de transição para o novo paradigma de geração e a configuração de um arcabouço regulatório consistente de modo a dar segurança regulatória e jurídica, favorecendo a construção de um ambiente adequado para a atração de agentes privados interessados em investir em geração de energia elétrica no país.

A análise dos objetivos do Leilão A-6 é acompanhada de uma exposição, ainda que superficial, do Programa Gás para Crescer, em especial no que tange à relação entre a indústria de gás natural e o setor elétrico. Isto se justifica pelo fato de que parte significativa das inovações regulatórias presentes em seu edital se dá em função do programa do MME e sua intenção de promover uma maior sinergia entre os dois setores.

Em agosto de 2017, 4 meses antes data do certame, o MME publicou a Portaria nº 318 estabelecendo as diretrizes complementares para a realização dos Leilões A-4 e A-6 que aconteceriam em dezembro de 2017. Na Portaria há diretrizes especificamente voltadas para o gás natural, e que contemplam parte das propostas do Programa Gás para Crescer de dezembro de 2016. Em suma, o objetivo da Portaria nº 318 foi de promover o aumento da atratividade para investimentos em usinas termelétricas a gás natural considerando as necessidades do sistema elétrico brasileiro e suas perspectivas sob o ponto de vista da geração.

Frente às necessidades do sistema elétrico brasileiro e do perfil das usinas termelétricas contratadas, aderentes ao novo paradigma de geração, pode-se considerar que o Leilão

A-6 de 2017 foi um caso de sucesso. Neste sentido, o presente capítulo está dividido em 4 partes onde serão analisados o perfil das usinas contratadas, como as mudanças presentes no edital Leilão A-6 de 2017 foram decisivas para a contratação de empreendimentos termelétricos a gás natural e a relação entre as estratégias adotadas pelos agentes vencedores e as inovações regulatórias identificadas no edital do certame.

4.1. O perfil usinas contratadas no Leilão A-6 de 2017

De acordo com o informe a respeito do leilão elaborado pela EPE, um dos destaques do certame foi a contratação de duas usinas termelétricas com baixos CVUs. De acordo com o próprio documento, “isto mostra um mix de expansão e as necessidades de operação” (EPE, 2017b, p. 2). A EPE destaca ainda que o sucesso do leilão favorece o desenvolvimento do gás oriundo do pré-sal e contribuirá para a maior integração entre a indústria de gás natural e o setor elétrico.

O Leilão contratou duas usinas termelétricas a gás natural que somadas totalizam 2.138 MW: Vale Azul II e GNA Porto de Açu III. Característica marcante destas usinas é terem CVUs relativamente baixos: a Vale Azul II tem CVU de R\$ 85/MWh e a GNA Porto de Açu III tem CVU de R\$ 167/MWh. Esta característica ganha importância na medida em que ter um CVU baixo torna o empreendimento apto para atuação na base da curva de carga.

A usina Vale Azul II, atualmente conhecida como Marlim Azul, é fruto de um consórcio realizado entre a MHPS, a MH Power Systems Representações América Latina e a Vale Azul Energia Ltda. A usina irá operar com turbina de ciclo combinado¹⁹ e tem como potência de geração contratada 466 MW. O contrato prevê o início da operação da usina em 2023 e tem duração de 25 anos. Outra característica da Vale Azul II é a possibilidade de integração com relação ao gás do pré-sal. O consórcio possui uma parceria com a Shell e, por isso, representa um importante avanço com relação à integração entre o setor elétrico e o segmento de gás natural, especialmente por se tratar de combustível oriundo do pré-sal.

¹⁹ As usinas com turbinas do tipo ciclo combinado são adequadas para atuação na base da curva de carga por não possuírem muita flexibilidade, ou seja, não são ideais para o acompanhamento da curva de carga.

Já a usina GNA Porto de Açu III é fruto de uma parceria entre a Prumo Logística, a Siemens e a BP e possui investimentos previstos na ordem de R\$ 3,4 bilhões. Esta unidade se destacou no leilão por ser a maior em termos de garantia física com 1,55 GW médio, o que corresponde a mais da metade do total contratado no leilão. A usina também possui turbina do tipo ciclo combinado, sendo adequada para atendimento na base. A GNA Porto do Açu III entrará em operação no ano de 2023 e possui contrato com duração de 25 anos.

Em síntese, as características técnicas e econômicas das duas usinas contratadas no Leilão são aderentes ao novo paradigma de geração de energia elétrica dado seu perfil de atuação na base da curva de carga. Por este motivo, tanto as inovações regulatórias introduzidas no edital do referido leilão bem como as estratégias adotadas pelas empresas vencedoras serão objeto de análise na seção a seguir.

4.2. As Inovações Regulatórias do Edital e as Estratégias das Vencedoras no Leilão A-6 de 2017

É importante destacar que o sucesso do leilão pode se explicado, em parte, pelas mudanças introduzidas no edital pelo MME. Estas inovações regulatórias indicam a percepção, por parte do marco institucional, sobre a importância estratégica da incorporação de usinas termelétricas na matriz elétrica brasileira. As principais mudanças serão analisadas a seguir.

Tendo em vista o novo paradigma para geração de energia elétrica no país e a necessidade de uma maior sinergia do setor elétrico com a indústria de gás natural, ganha extrema importância a inovação regulatória relacionada à inflexibilidade dos empreendimentos. Ainda que tenha sido mantido o percentual máximo de inflexibilidade em 50%, o edital do Leilão A-6 de dezembro de 2017 traz como uma de suas principais novidades a possibilidade de sazonalização mensal sem limites da inflexibilidade. Ou seja, os empreendimentos passam a poder distribuir seus níveis de inflexibilidade ao longo do ano da forma que for mais adequada tendo em vista a estratégia adotada pela empresa com relação aos contratos de gás natural.

Como resultado, os agentes responsáveis pelas duas usinas termelétricas contratadas no referido leilão (Vale Azul II e Porto do Açu III) utilizaram esta nova possibilidade de

formato de declaração da inflexibilidade para definir suas estratégias que lhes garantiu a vitória no leilão. Vale enfatizar que estas novas estratégias não eram possíveis no contexto anterior dadas as regras vigentes com relação à declaração de inflexibilidade.

No caso da usina Vale Azul II, a inflexibilidade declarada foi alocada nos meses compreendidos entre novembro e abril, equivalente ao período úmido do ano. Neste período, a inflexibilidade declarada pela usina foi de 100%. Por outro lado, a usina declarou 0% de inflexibilidade nos demais meses (período seco) atingindo assim a média de 50% de inflexibilidade ao ano. A estratégia adotada no caso desta usina se deve ao fato de que a mesma irá utilizar o gás oriundo do pré-sal. Romeiro (2018) destaca que como o gás é associado²⁰, a estratégia utilizada pelo consórcio empreendedor foi baseada no aproveitamento máximo da expectativa futura de despacho da unidade. Desta forma, foi declarado o nível máximo de inflexibilidade (50%) a um CVU relativamente baixo, correspondendo a R\$ 85/MWh (ROMEIRO, 2018).

Contudo, sob a ótica sistêmica e do consumidor, é válido o questionamento acerca do real valor agregado ao sistema elétrico por uma usina termelétrica com a inflexibilidade alocada no período úmido. Isto porque, neste período, a demanda por energia tende a ser atendida pela geração a partir de usinas hidrelétricas.

Para a usina termelétrica Porto do Açu III, a inflexibilidade foi alocada no período de hidrologia desfavorável, isto é, nos meses compreendidos entre julho e novembro. Romeiro (2018) destaca que a estratégia utilizada pela empresa se baseia na importação de GNL. Isto porque, ainda segundo o autor, dado que neste período a demanda por GNL é menor, há uma tendência de que os preços do combustível também sejam menores.

Ainda com relação à possibilidade de sazonalização mensal da inflexibilidade, Castro *et al* (2018d) destacam que a medida contribuiu para o aumento da competitividade dos projetos termelétricos nos leilões. Isto ocorre, segundo os autores, pois a forma de cálculo do ICB considera a sazonalização da inflexibilidade igual em todos os meses. Desta forma, não se leva em conta a hidrologia diferenciada de cada mês e nem os

20 O gás associado pode ser definido como aquele que se encontra dissolvido junto ao petróleo.

custos marginais de operação, colocando em desvantagem os empreendimentos a gás natural.

É interessante notar que, apesar de distintas, as duas estratégias foram viabilizadas pela inovação regulatória presente no edital do Leilão A-6 de 2017 que permitiu a sazonalização da inflexibilidade. Os editais de leilões anteriores não possibilitavam a adoção de diferentes estratégias com relação à declaração de inflexibilidade por parte dos agentes concorrentes. Desta forma, a modificação presente no edital pode ser considerada um avanço da regulação na medida em que a adoção de estratégias distintas a torna mais aderente ao novo paradigma de geração de energia elétrica no país.

Outra inovação regulatória importante incorporada ao edital do Leilão A-6 foi a flexibilização na regra de comprovação da disponibilidade de combustível. Como exposto no capítulo anterior do trabalho, os empreendimentos participantes do leilão tinham a obrigação de comprovar, via contratos, a disponibilidade de gás natural para despacho contínuo ao longo de todo o horizonte temporal do contrato. Entretanto, a obrigação impunha grandes riscos e custos aos empreendedores em função da dinâmica dos preços dos combustíveis no mercado internacional (CASTRO *et al*, 2018d).

A inovação do edital modifica esta exigência permitindo contratos com comprovação inicial por um período de dez anos e, no máximo, duas renovações posteriores obtidas junto à ANEEL, sendo a primeira delas por um período mínimo de cinco anos. Esta mudança presente é tratada no âmbito das diretrizes do Programa Gás para Crescer que se refere ao tema como “alteração do horizonte rolante da comprovação de disponibilidade de combustível”. A indústria de gás natural normalmente é pautada por uma relação entre reserva e produção (R/P) inferior a 10 anos (MME, 2017).

Há ainda outras importantes mudanças introduzidas pelo edital do Leilão A-6 de 2017 relativas à questão do combustível que valem ser analisadas em função de sua relevância no sentido de aprimorar o arcabouço regulatório e assim aumentar a atratividade para novos investimentos em geração termelétrica. Neste sentido, Romeiro (2018) destaca as seguintes inovações regulatórias:

- i. Reajuste mensal da parcela da receita fixa que é vinculada aos custos com combustíveis associados à inflexibilidade (RFComb);

- ii. Indexação (em dólares) da parcela de custos relativa ao processo de regaseificação do GNL de modo a reduzir o risco cambial dos agentes; e
- iii. Possibilidade de formulação de múltiplas estratégias por parte dos empreendedores para indexação dos custos de combustível.

Vale enfatizar que as alterações implementadas no edital se deram em linha e aderentes às diretrizes do Programa Gás Para Crescer, em especial aquelas propostas no Subcomitê nº 8 do Programa. Tais diretrizes se refletiram ainda em adaptações na Portaria do MME nº 42, de 1º de março de 2007.

Castro *et al* (2018d) assinalam outra importante mudança a partir do Leilão A-6 de 2017 relacionada à estratégia de financiamento do BNDES. Trata-se da modificação do percentual máximo de financiamento do banco para usinas termelétricas com turbinas a ciclo combinado que passou de 50% para 80%. Embora se trate de uma mudança no âmbito do financiamento e que, portanto, foge ao escopo do trabalho, ela se dá em linha com as demais inovações regulatórias no sentido de favorecer e estimular a contratação de usinas termelétricas a gás natural.

As inovações regulatórias aqui analisadas evidenciam, portanto, preocupação do marco institucional com a garantia do processo de expansão da capacidade de geração de energia elétrica no novo paradigma de operação do setor e, ao mesmo tempo, preservando os princípios da segurança do suprimento de energia e da modicidade tarifária.

4.3. Percepção dos agentes quanto às mudanças trazidas pelo edital do Leilão A-6 de 2017

Nas entrevistas realizadas com agentes do setor elétrico ligados à contratação de usinas termelétricas também foram feitas perguntas voltadas especificamente ao Leilão A-6 de 2017. Uma das perguntas deveria ser respondida sob a ótica sistêmica e a outra, sob a ótica dos empreendedores.

Na pergunta de ordem sistêmica, foi questionado em que medida as mudanças verificadas no edital do referido leilão representam um avanço em termos regulatórios para a contratação de empreendimentos termelétricos.

Nas entrevistas realizadas com membros de empresas que participaram do referido leilão, foi destacado que o edital possui enormes avanços em termos de regulação. Contudo, destacaram que alguns avanços já vinham sendo verificados em leilões anteriores sendo resultantes de demandas de agentes do setor embasados em estudos e pesquisas anteriormente feitos, sobretudo em Castro *et al* (2018a).

Foram citadas alterações específicas como, por exemplo:

- i. O “colchão” de horas que admite certo nível de falhas nos equipamentos sem que os agentes fiquem expostos ao PLD ou à necessidade de compra de energia;
- ii. a exposição ao ICB e não ao PLD nos casos de parada forçada, dando maior previsibilidade ao empreendedor;
- iii. melhor adequação dos parâmetros de CVU e RFComb e aumento da flexibilidade de seus índices de reajuste;
- iv. a sazonalização das inflexibilidades, e
- v. aspectos relacionados ao programa Gás para Crescer que levam em consideração algumas especificidades do setor de gás natural.

Em síntese foi destacado que o desenho deste leilão permitiu uma maior aderência do processo de contratação de usinas termelétricas à realidade operativa do sistema. A maior dos pontos específicos levantados por estes agentes foi também abordada no capítulo 2 do trabalho.

Ao responder esta questão, o representante da ABRAGET destacou as exigências com relação ao índice de inflexibilidade máxima. Desta forma, levando em consideração também a fórmula de cálculo do ICB, afirmou que os participantes tendem a declarar níveis de 0% de inflexibilidade para saírem vencedores dos leilões, sugerindo que os editais dos leilões passassem a considerar níveis de inflexibilidade mínima de modo a atrair usinas termelétricas com perfil de operação na base. Desta forma, ainda que o edital do leilão tenha trazido avanços, ainda há muito espaço para melhora na visão do entrevistado.

Já os representantes da EPE chamaram atenção para o processo de constante evolução na regulação para contratação de projetos termelétricos. Neste sentido, destacaram que as inovações regulatórias presentes no edital do referido leilão são condizentes com o Programa Gás para Crescer e, portanto, representam um importante avanço na

harmonização entre o setor elétrico e a indústria de gás natural. Ainda de acordo com os representantes da EPE, as inovações contribuíram para uma redução dos riscos do empreendedor, implicando em aumento da competição e preços mais baixos para o consumidor.

Vale destacar ainda a menção dos representantes da EPE com relação ao difícil papel desempenhado pelo órgão de planejamento de equilibrar os interesses de diferentes grupos na realização do leilão. Ou seja, atender aos interesses do consumidor em termos de nível de tarifa e, ao mesmo tempo, buscar o equilíbrio econômico e financeiro dos empreendimentos.

Ainda no âmbito do Leilão A-6 de 2017, o questionário continha uma pergunta relacionada especificamente a um eventual aumento da atratividade do investimento em geração termelétrica após as mudanças verificadas no edital do certame.

Com relação a este aspecto, membros de empresas participantes do referido leilão afirmaram que o fato de sempre haver projetos é um indicativo de que os leilões sempre foram competitivos. Assim, não consideram que as mudanças verificadas especificamente no Leilão A-6 de 2017 foram determinantes para a participação das empresas. Ainda assim, consideram que as inovações regulatórias tiveram grande importância no sentido de aperfeiçoar os mecanismos e parâmetros existentes.

O representante da ABRAGET afirmou que ainda há necessidade de muitos aperfeiçoamentos. Neste sentido citou novamente o ICB e a necessidade de “encaixar” todos os aspectos do empreendimento nos parâmetros considerados para o cálculo do índice.

Os representantes da EPE afirmaram que as inovações regulatórias presentes no edital do leilão levam a uma redução na percepção do risco por parte dos investidores. Diante disso, gera-se uma tendência de aumento na participação de *players* buscando soluções interessantes para o sistema e para si próprios. Ainda segundo os entrevistados, o aumento da competição, como verificado no leilão de referência do trabalho, tende a pressionar o preço para baixo.

4.4. Evolução regulatória com base na análise do Leilão A-6 de 2017: síntese a partir da análise bibliográfica e da percepção dos agentes entrevistados

Ao longo do trabalho foi analisado um conjunto de entraves relativos aos mecanismos de contratação e remuneração de usinas termelétricas a gás natural no Brasil. Uma hipótese era a de que o edital do Leilão A-6 de 2017 representou um grande avanço no arcabouço regulatório no sentido de endereçar, mesmo que de forma parcial, os problemas identificados no trabalho com base na revisão bibliográfica. O objetivo desta seção é analisar, com base na revisão bibliográfica e nas entrevistas, em que medida as inovações regulatórias presentes no edital do leilão representaram avanços significativos para a regulação no âmbito da contratação de usinas termelétricas a gás natural.

Tendo como base as inadequações regulatórias identificadas na seção 3.3 do trabalho, o exame do edital do Leilão A-6 de 2017 mostrou avanços significativos em alguns dos pontos. É o caso da comprovação das reservas de combustíveis em horizontes rolantes e da sazonalização da inflexibilidade. A seguir é feita uma breve comparação destes pontos com base na revisão bibliográfica e na percepção dos agentes captadas por meio das entrevistas.

Ainda que a revisão bibliográfica tenha apontado a questão da necessidade de comprovação de combustível como um entrave significativo em função da dificuldade envolvida no processo e no dinamismo dos preços internacionais para importação de GNL, a percepção dos agentes mostrou-se ligeiramente diferente. De acordo com os entrevistados, no caso de combustível importado (notadamente GNL), a comprovação de reservas pode ser feita por meio de contratos firmados com fornecedores internacionais, não havendo qualquer tipo de dificuldade nestes casos. Por outro lado, há consenso quando os respondentes afirmam ser difícil a comprovação nos casos de combustíveis nacionais, mencionando em algumas das entrevistas a necessidade de um mercado de gás natural mais maduro no país.

Já com relação à sazonalização da inflexibilidade, há um consenso entre os entrevistados ao considerá-la um importante avanço para a regulação na medida em que viabiliza a adoção de diferentes estratégias de alocação da inflexibilidade por parte dos empreendedores. Este resultado é condizente com a revisão bibliográfica que apontou a necessidade de aperfeiçoamentos regulatórios sob a ótica da relação entre os índices de

disponibilidade das usinas e a frequência de despacho das mesmas, mitigando assim os riscos para os empreendedores.

De modo geral, pode-se afirmar que há um consenso entre os agentes entrevistados de que o edital do Leilão A-6 trouxe mudanças importantes para o processo de contratação de usinas termelétricas a gás natural. Contudo, ao longo das entrevistas foi citado que as melhorias no arcabouço regulatório para contratação de termelétricas a gás natural são um processo contínuo e que diversos aperfeiçoamentos já haviam sido feitos em leilões anteriores ao A-6 de 2017.

Com relação à atratividade do investimento em geração termelétrica, ainda que a revisão bibliográfica tenha apontado que as inadequações regulatórias identificadas pudessem vir a se confirmar como entraves, a visão dos agentes é a de que o desenho regulatório atual é capaz de despertar o interesse de investidores, ainda que seja reconhecida a necessidade de aperfeiçoamentos. Neste sentido, a percepção dos agentes entrevistados com relação ao edital do Leilão A-6 de 2017 é a de que este representa um avanço da regulação tornando mais atrativo o investimento em geração termelétrica, mas que há ainda uma série de aspectos nos quais o marco institucional deve avançar.

No âmbito do planejamento do setor, é importante destacar, assinalado por Romeiro (2018), que os resultados Leilão A-6 do setor sinalizam para uma expansão da geração térmica a gás natural na base ainda que no planejamento indicativo esta expansão seja sinalizada via térmicas flexíveis na ponta. O autor chama atenção para o fato de que no PDE 2026 a projeção da geração térmica voltada para a base ao final do período de referência do documento se reduz para 17 GW. Ao mesmo tempo, 12 GW são atribuídas ao atendimento da ponta, onde são consideradas outras fontes além das usinas termelétricas a gás natural.

Em síntese, o estudo feito através da revisão bibliográfica identificou inadequações do ponto de vista regulatório para contratação de térmicas a gás natural e que foram parcialmente atendidas pelas inovações regulatórias implementadas no leilão. A visão dos agentes corrobora este ponto mas não trata o referido leilão como disruptivo, já que considera que o desenho regulatório já era suficiente para atrair investimentos e que as inovações verificadas são fruto de um processo evolutivo e contínuo da regulação. Contudo, identifica-se que ainda há a necessidade de aperfeiçoamentos regulatórios que devem ser analisados pelo marco institucional e contemplados nos editais de leilões

futuros de modo a tornar o mecanismo de contratação de usinas termelétrica mais eficiente.

CONCLUSÃO

No processo de desenvolvimento recente do setor elétrico brasileiro, constata-se, ao longo dos últimos anos, um contexto de crescimento expressivo da capacidade instalada de usinas termelétricas ocorrido no Brasil indicando e caracterizando uma transformação do papel desempenhado por este tipo de empreendimentos no sistema elétrico brasileiro.

Ainda que as usinas termelétricas operem de modo a complementar a geração a partir de usinas hidrelétricas, elas vêm deixando, gradativamente, de atuar estritamente na função de reduzir o ritmo de deplecionamento dos reservatórios em anos de hidrologia desfavorável para atuar, cada vez mais, como fonte de estabilidade e de regulação da energia, isto é, na base da curva de carga. Por outro lado, dentro deste processo de transformação, as usinas termelétricas estão desempenhando funções de acompanhamento da carga, variando sua geração ao longo do dia de acordo com a demanda de energia, função anteriormente desempenhada apenas pelas usinas hidrelétricas.

Deve-se destacar que as projeções para os próximos anos da matriz elétrica brasileira, elaboradas pela EPE, apontam de forma clara e objetiva, para um novo paradigma de geração marcado pelo esgotamento do potencial para construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e pelo aumento da geração a partir de fontes intermitentes.

Este novo paradigma de geração tem como principal consequência a necessidade da contratação de fontes de energia que não sujeitas a intermitências e sazonalidades que provoquem interrupções na geração por conta de fatores ambientais e climáticos.

Frente a este novo paradigma, as usinas termelétricas a gás natural se destacam como sendo a fonte mais adequada, segura e econômica dada possibilidade de atuação tanto na base quanto na ponta da curva de carga, como já vem operando em escala menor.

No entanto, constata-se, e este foi o objetivo central do presente trabalho, a presença de inadequações de natureza regulatória para a contratação de usinas termelétricas no

Brasil em relação a este novo paradigma, o que está impondo aos formuladores de política energética do Brasil a necessidade de inovações regulatórias de modo permitir esta adequação das usinas termelétricas na operação do sistema elétrico brasileiro.

A análise de inadequações regulatórias, desenvolvida no âmbito deste estudo, exigiu a apresentação de conceitos básicos da teoria econômica da regulação, sobretudo aqueles relacionados às falhas de mercado e à ideia de monopólios naturais característicos de setores de infraestrutura como é o caso exemplar do setor elétrico. A teoria econômica da regulação oferece as bases que justificam a intervenção do Estado de modo a tornar os mercados o mais próximo possível de situações de concorrência perfeita.

Entretanto, convém destacar que a teoria tradicional da regulação econômica possui algumas limitações que conduzem a uma análise superficial e pouco representativa da realidade. Partindo deste princípio, ganha relevância significativa a incorporação de elementos da visão baseada em instituições viabilizando assim uma análise mais robusta a partir de um arcabouço teórico mais consistente. A incorporação de conceitos relacionados à visão baseada em instituições à teoria tradicional da regulação levou à definição do ambiente regulatório. Dentro desta abordagem são considerados aspectos não contemplados pela teoria tradicional, notadamente aqueles de ordem política, jurídica e social, além da econômica.

Ainda no âmbito desta abordagem, é válido e importante destacar as bases institucionais para o modelo baseado em agências reguladoras independentes. Enquanto a abordagem tradicional se limita a questões de mercado ou a estruturas inadequadas ao processo competitivo, sob a ótica institucionalista é possível notar a influência de elementos externos ao campo econômico na atividade regulatória. De acordo com esta última, o modelo baseado em agências reguladoras independentes, caso exemplar do setor elétrico brasileiro, tem como um de seus princípios a blindagem econômico com relação a incertezas políticas conferindo credibilidade à atividade regulatória desempenhada em um determinado setor, condição essencial do ponto de vista do investimento privado.

Dispondo de uma base teórica consistente, os principais elementos da teoria econômica da regulação e da visão baseada em instituições podem ser aplicados de forma específica ao setor elétrico brasileiro por meio da análise da sua evolução ao longo do

século XX, enfatizando o papel desempenhado pelo arcabouço institucional e regulatório e suas mudanças no período de referência.

O modelo institucional e regulatório implementado a partir da década de 90 baseado na privatização de ativos do setor elétrico brasileiro e na transferência de responsabilidades de investimentos e mesmo planejamento por agentes privados levou o país a uma grave crise que culminou com o racionamento em 2001. Diante deste panorama, observou-se um redesenho do arcabouço institucional e regulatório do setor no ano de 2004 que teve como resultado um modelo de expansão baseado no planejamento do Estado, definindo parâmetros para a expansão, realização de leilões de geração e linhas de transmissão, contratos de longo prazo e financiamento do BNDES. Os resultados deste modelo foram extremamente bem-sucedido do ponto de vista da expansão da capacidade instalada e da segurança do abastecimento.

Contudo, o modelo de expansão da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil historicamente estabelecido baseado no aproveitamento do potencial para a construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios passou a apresentar sinais de esgotamento notadamente em função de restrições ambientais e geográficas.

O argumento central do estudo é que diante do cenário de um novo paradigma de geração para o sistema elétrico brasileiro marcado pela participação cada vez maior de fontes de geração intermitentes e pela diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios, se faz necessária a incorporação de novas fontes de energia de modo a preservar o princípio da garantia do abastecimento. É neste contexto que ganha ainda maior relevância a presença de usinas termelétricas a gás natural na matriz elétrica brasileira.

Com base nas estimativas da EPE (PDE 2026), é possível apontar as principais vantagens da geração térmica a gás natural em relação às possíveis alternativas com ênfase na possibilidade de atuação tanto na ponta quanto na base da curva de carga. Desta forma, um dos resultados intermediários do trabalho foi a conclusão de que as térmicas a gás natural configuram-se como a melhor alternativa econômica e operacional, face às necessidades do sistema elétrico para os próximos anos.

Contudo, ainda que o modelo do setor elétrico brasileiro estabelecido em 2004 possa ser considerado bem-sucedido, o novo paradigma de geração do setor traz a necessidade de

inovações regulatórias, sobretudo no que tange aos mecanismos de contratação e remuneração dos empreendimentos térmicos a gás natural. Assim, foi possível realizar um esforço de sistematização dos principais pontos da regulação para contratação de usinas termelétricas a gás natural que podem ser aperfeiçoados de modo a torna-la mais eficiente sob o ponto de vista econômico.

Neste sentido, a sistematização foi feita de modo a contemplar os seguintes aspectos:

- i. Importância de usinas a gás natural para a segurança energética e a questão ambiental;
- ii. Critérios para seleção de projetos de geração; e
- iii. Atratividade do investimento em térmicas.

A fim de buscar mais consistência e fundamentação à pesquisa realizada, foram realizadas entrevistas com agentes muito qualificados e representativos do SEB, que demonstraram que há inadequações de ordem regulatória, mas que não representaram impeditivos para o investimento em geração termelétrica no país. Contudo, são questões que devem ser abordadas de modo a garantir a atratividade do investimento em geração termelétrica e assegurar os pilares da segurança energética do país diante do novo paradigma de geração de energia elétrica do país.

A preocupação por parte do marco institucional em torno aderência da regulação ao novo paradigma de geração fica evidente a partir da análise do edital do Leilão A-6 de 2017. Isto porque neste documento foram introduzidas importantes inovações regulatórias que endereçam, ao menos de forma parcial, algumas das inadequações analisadas no trabalho. É válido destacar também o papel do ‘Gás para crescer’ como uma iniciativa do governo que busca uma maior harmonização entre a indústria de gás natural e o setor elétrico brasileiro e que norteou as inovações verificadas no âmbito do edital do Leilão A-6 de 2017. A contratação de duas usinas termelétricas a gás natural com perfil de atuação na base da curva de carga evidencia o sucesso do leilão no sentido de promover a contratação de fontes de geração com perfil de operação aderente ao novo paradigma de geração do sistema elétrico brasileiro.

Em termos conclusivos, merece ser destacada a importância de um processo constante de aperfeiçoamento e de inovações na regulação de modo a preservar a aderência do arcabouço regulatório às necessidades e tendências do setor. Desta forma, as conclusões

do trabalho indicam a necessidade presente e futura da sistematização de inadequações regulatórias face ao novo paradigma de geração do setor elétrico brasileiro acarretando a necessidade de inovações regulatórias a fim de que sejam preservados os princípios norteadores do modelo do setor elétrico brasileiro, especialmente no que tange à expansão da capacidade instalada e segurança do abastecimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Leilão de Geração “A-6” tem deságio de 38,7% e contrata 572,5 TWh.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-a-6-tem-desagio-de-38-7-e-contrata-572-5-twh/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em 02 de outubro de 2018. ANEEL. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa Nº 583 DE 2013.** Estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica. Brasília. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa Nº 482 DE 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília. 2012.

ARAÚJO, João Lizardo R. H. **Regulação de monopólios e mercados: questões básicas.** In: SEMINÁRIO Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura, 1., jul. 1997, Rio de Janeiro: IE/UFRJ, jul. 1997

ARAÚJO, João Lizardo R. H. **A Questão do Financiamento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise.** Rio de Janeiro. 2001

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Leilões de Energia.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>>. Acesso em: 18 jun. 2017.

BEZERRA, B; BARROSO, L.A; GELLI, R; PONTE, J; LINO, P; PEREIRA; M. **“A eficiência do ICB como indicador do resultado correto do leilão de contratação por disponibilidade”.** XXSNPTEE. 2009.

BRASIL. **Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004.**

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). **Aprimoramento do marco legal do setor elétrico.** Nota técnica nº 5/2014/AEREG/SE. 5 de julho de 2017.

BRASIL.. Ministério de Minas e Energia (MME). **Portaria n° 390**. 4 de outubro de 2017.

BRASIL. **Lei n° 8.987 de 13 de fevereiro de 1995**.

BRASIL. **Lei n° 9.427 de 26 de dezembro de 1996**.

BRASIL. **Lei n° 9.491 de 9 de setembro de 1997**.

BRASIL. **Lei 10.847 de 15 de março de 2004**.

BRASIL. **Lei 10.848 de 15 de março de 2004**.

BURLAMARQUI, L. **Evolutionary economics and the economic role of the state**. In: CASTRO, A.C.; CHANG, H. J.; BURLAMARQUI, L. (Orgs.): *Institutions and the role of the State*. Edward Elgar. 2000.

CAMPOS, A. **Gerenciamento pelo lado da demanda: um estudo de caso**. Dissertação de Mestrado defendida no âmbito do Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia (EP, FEA, IEE, IF) da Universidade de São Paulo. 2004.

CASELLI, B. **Redesenho institucional e arranjos contratuais: uma análise da regulação e da indústria de petróleo e gás natural no upstream brasileiro**. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ). Rio de Janeiro, 2012.

CASTRO, N. BRANDÃO, R. **A seleção de projetos nos leilões de energia nova e a questão do valor da energia**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n° 16. GESEL-UFRJ. 2010a.

CASTRO, N. BRANDÃO, R. DANTAS, G. ROSENTAL, R. **O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n° 51. GESEL-UFRJ. 2013

CASTRO, N. BRANDÃO, R; CATÓLICO, A. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis: novas possibilidades para o Setor Elétrico Brasileiro**. Artigo Publicado na Agência Canal Energia em 19 de fevereiro de 2018. Disponível em <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53052124/usinas-hidreletricas-reversiveis-novas-possibilidades-para-o-setor-eletrico-brasileiro>>. Acesso em 10 de outubro de 2018. 2018e.

CASTRO, N; BRANDÃO, R; DANTAS, G. **Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro.** Texto de Discussão n. 15. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010b.

CASTRO, N; BRANDÃO, R; DANTAS, G. **Regulação Econômica da Geração Termelétrica: Formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação.** Rio de Janeiro, 2018a.

CASTRO, N; BRANDÃO, R; DANTAS, G., DORADO, P, MAGALHÃES, M. **Despacho de usinas térmicas por critérios técnicos para teste.** Texto de Discussão do Setor Elétrico n° 59. GESEL-UFRJ. 2013

CASTRO, N; ALVES, A; OLIVEIRA, C; VARDIERO, P; HIDD, G. **O papel do Preço de Liquidação das Diferenças no modelo brasileiro e suas deficiências como sinalização econômica para os agentes.** Rio de Janeiro, 2018b.

CASTRO, N; VARDIERO, P; OLIVEIRA, C; HIDD, G; ALVES, A. **O Papel das Usinas Termoelétricas na Matriz Elétrica Brasileira.** Rio de Janeiro, 2018c.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R, ALVES, A.; OLIVEIRA, C. **Contratação de Térmicas no Leilão A-6 indicam aderência ao processo de transição ao novo paradigma do Setor Elétrico. Canal Energia.** Disponível em:
<<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53055007/contratacao-de-termicas-no-leilao-a-6-indicam-aderencia-ao-processo-de-transicao-ao-novo-paradigma-do-setor-eletrico>>. Acesso em 01 de outubro de 2018. 2018d.

CASTRO, N. BRANDÃO, MACHADO, A. GOMES, V. **Contribuições para o aperfeiçoamento do Mercado Atacadista de Energia Brasileiro.** Texto de Discussão do Setor Elétrico n° 77. GESEL-UFRJ. 2017.

CASTRO, N. BRANDÃO, MACHADO, A. GOMES, V. **Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente.** Texto de Discussão do Setor Elétrico n° 74. GESEL-UFRJ. 2017^a.

CASTRO, N. ROSENTAL, R. **O Estado e o Setor Elétrico Brasileiro.** Jornal dos Economistas n° 326. Rio de Janeiro. 2016.

CAVALCANTE, C. M. **A Economia Institucional e as três dimensões das instituições.** Revista de Economia Contemporânea. p. 373-392. 2014.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Tipos de Leilões**. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_adf.ctrl-state=8mfsgupz8_1&_afLoop=367692699271819#!%40%40%3F_afLoop%3D367692699271819%26_adf.ctrl-state%3D8mfsgupz8_5>. Acesso em 15 de setembro de 2018.

CHANG, H. J. **An institutionalist perspective on the role of the state: towards a institutionalist political economy**. In: CASTRO, A.C.; CHANG, H. J.; BURLAMARQUI, L. (Orgs.): *Institutions and the role of the State*. Edward Elgar. 2000.

COASE, R. **The nature of the firm**. *Economica*, New Jersey, v. 4, n. 16, p. 386-405, nov. 1937.

D'ARAUJO, R. **Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil**. Brasília. Confea. 2009.

DANTAS, G. **Considerações sobre a Expansão do Parque Gerador Brasileiro e sobre o Critério de Seleção de Projetos nos Leilões**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2016.

DUTRA, J, AMORIM, L, DANILOW, R, TIMPONI, G, LIMA, C. **Geração Termelétrica a Gás Natural: Comprovação de disponibilidade de combustível. Aspectos Regulatórios**. Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Rio de Janeiro. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2015: Ano base 2014 / Empresa de Pesquisa Energética**. Rio de Janeiro. 2015a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICO (EPE). **Índice custo benefício de empreendimentos de geração. Metodologia de cálculo**. Rio de Janeiro. 2015b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2017**. Rio de Janeiro. 2017a

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Informe Técnico. Leilão A-6 de 2017: Preços de Referências dos Combustíveis para as Usinas Termelétricas**. Rio de Janeiro. 2017b

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração**. Rio de Janeiro. 2016a

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Energia 2024**. EPE. Rio de Janeiro. 2016b

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Energia 2026**. EPE. Rio de Janeiro. 2017c

FIANI, R. **Afinal, a quais interesses serve a regulação?** Economia e Sociedade. Campinas, v. 13, n. 2, p. 85-105. jul./dez. 2004.

GALA, P. **A Teoria Institucional de Douglass North**. Revista de Economia Política, v. 23, n. 2 (90), p. 89-105, abr./jun. 2003.

GILARDI, F.: **The Institutional Foundations of Regulatory Capitalism: The Diffusion of Independent Regulatory Agencies in Western Europe**. The Annals. The American Academy of Political and Social Sciences. 2005.

HANCHER, L. e MORAN, M. **Organizing Regulatory Space**. In Baldwin, R., Scott, C. e Hood, C., A Reader on Regulation, Oxford Readings in Socio-Legal Studies.

HODGSON, G. M. **What are institutions?** Journal of Economic Issues. Vol XL. Nº 1. 2006.

JOSKOW, P. **Regulation of Natural Monopolies**. MIT. Massachussets. 2006.

JOSKOW, P. **Regulation in Theory and Practice: An Overview**. Massachussets. 1981.

KESSLER, M. R. **A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências** / Marcos Rodolfo Kessler. - Porto Alegre, 2006.

LAWSON, A; PEREIRA, G. **Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira**. Caderno Opiniao. FGV Energia. 2017.

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

LEVY, Brian; SPILLER, Pablo T. **The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation**. In: WILLIAM, Oliver E.; MASTEN. Edwar Elgar, 1999.

LIMAYE, D.R. **Implementation of Demand-Side Management Programs**. Proceedings of the IEEE, vol 73(10), p. 1503-1512, 1985.

LIVINO DE CARVALHO, A. R. **Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas: contribuição para uma matriz**

energética mais limpa / Angela Regina Livino de Carvalho. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

LOPES, Eduardo Leonetti. **Desenvolvendo uma Indústria Nacional de Tecnologias Limpas**. Campinas, 2013.

MEDEIROS, Alexandre. **Bases metodológicas para a incorporação da variável ambiental no planejamento da expansão termelétrica no Brasil**. Dissertação de mestrado defendida no âmbito do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. 2003.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Portaria nº 42 de 1º de março de 2007**. Brasília. 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Portaria nº 318 de 11 de agosto de 2017**. Brasília. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Relatório parcial: subcomitê Gás para Crescer. Integração do Setor elétrico e de Gás Natural**. Brasília. 2017.

MULLER, G. **Impacto de novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do sistema Elétrico Brasileiro**. Tese de doutorado defendida no âmbito do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. 2016.

MURCIA NETO, E. **Contratos por Disponibilidade de Uinas Termelétricas: uma Análise dos Resultados Econômicos de Operação**. Dissertação de Mestrado EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo (USP). São Paulo. 2016.

NELSON, R.; SAMPAT, B. **Las instituciones como factor que regula el desempeño económico**. Revista de Economía Institucional, n. 5, Segundo Semestre, 2001

NORTH, D. **Economic Performance Through Time**. The American Economic Review. 1994.

NORTH, D. Institutions. **Journal of Economic Perspectives**, 1991.

OGUS, A. **W(h)ither the economic theory of regulation? What economic theory of regulation?** In: **The politics of regulation: institutions and regulatory reforms for the age of governance**. Edward Elgar Publishing, Inc. Massachussets, 2004.

PAULINO, C. F. **Leilão de Energia Termelétrica Conciliação da contratação de energia elétrica e de gás natural.** Campinas, SP : [s.n.], 2018.

PIRES, A. **A Repotenciação das Hidrelétricas.** Matéria publicada no Estadão em 30 de maio de 2012. Disponível em <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,a-repotenciacao-das-hidreletricas-imp-879846>>. Acesso em 15 de setembro de 2018. 2012.

PEJOVICH, S. **Economic Analysis of Institutions and Systems.** Boston: Kluwer Academics. 1995.

POSSAS, M. L.; PONDÉ, J. L.; FAGUNDES, J. **Regulação da concorrência nos setores de infraestrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual.** Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ, 1997.

RAPOSO, José Luis. **Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos: Uma Proposta para Uso de Análise de Risco no Diagrama de Decisão.** Dissertação (Mestrado) - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2004.

ROMEIRO, D. L. **Protagonismo da geração térmica a gás no Brasil - gás para crescer ou para se desenvolver?** Blog Infopetro. Março de 2018.

ROXO, L. **Credibilidade Das Reformas: Uma Análise Do Setor Elétrico Brasileiro.** Dissertação de Mestrado defendida no âmbito do Instituto de Economia da UFRJ. 2005.

RUTHERFORD, M. **Institutional economics: then and now.** Journal of Economic Perspectives, v. 15, n. 3, p.173-194, 2001.

SMITH, A. **A Riqueza das Nações.** São Paulo: Nova Cultural, 1996.

SOARES, F. **Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira.** Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energias e Automação Elétricas. São Paulo. 2009.

TOLMASQUIM, M. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear.**EPE; Rio de Janeiro, 2016.

TOLMASQUIM, M. **Novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro,** Rio de Janeiro: Synergia; EPE; Brasília. 2015.

TOLMASQUIM, M. **Power Sector Reform in Brazil**. Rio de Janeiro. Editora Synergia. 2012

VARDIERO, Pedro. **Análise da Experiência Internacional na Contratação de Termoelétricas: Contribuições para o Caso Brasileiro**. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ). Rio de Janeiro, 2017.

VEBLEN, T. **Why is Economics not an evolutionary science?** In: VEBLEN, T. The place of Science in modern civilization and other essays. New York: Russel & Russel, 1961[1898], p. 56-81.

WALVIS, A. **A Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. Dissertação (Mestrado) – Fundação Getúlio Vargas (FGV). São Paulo. 2014.

APÊNDICE

Questionário utilizado em entrevista a agentes do setor

Perguntas Gerais

1. Você considera as usinas termelétricas a gás natural como a melhor alternativa para as necessidades do sistema elétrico brasileiro prospectadas para os próximos anos?
2. Tendo em vista as perspectivas de mudança na matriz elétrica (difusão das fontes intermitentes e esgotamento da possibilidade de construção de hídricas com grandes reservatórios), você considera que sejam necessárias mudanças na regulação tornando-a mais atrativa para projetos termelétricos? Em caso positivo, que tipos de mudanças seriam necessárias?

Perguntas a serem respondidas sob a ótica sistêmica

1. Sob a ótica sistêmica, você considera que os critérios de seleção de projetos termelétricos nos leilões são adequados? Ou seja, os projetos selecionados possuem o perfil ideal para atuação no atual paradigma do SEB?
2. O despacho contínuo de usinas termelétricas (como ocorrido no período 2012 – 2015) pode ser considerado um risco para o sistema (tanto sob a ótica da operação quanto financeira)?
3. Os parâmetros utilizados nas premissas do planejamento da expansão do setor (cálculo dos índices de disponibilidade das usinas, períodos hidrológicos desfavoráveis, etc.) são aderentes à realidade operativa?
4. Em que medida as mudanças verificadas no edital do Leilão A-6 de dezembro de 2017 representam um avanço na regulação do setor para a contratação de usinas termelétricas? Ainda considera que sejam necessárias novas mudanças neste sentido?

Perguntas a serem respondidas sob a ótica do empreendedor

1. Tendo em vista os critérios para contratação de projetos termelétricos, os empreendedores deste tipo de projeto conseguem montar estratégias eficientes para participar dos leilões?

2. A declaração de disponibilidade dos empreendedores à época dos leilões leva em consideração aspectos relacionados à frequência esperada de despacho? Em caso positivo, os valores declarados geralmente se realizam?
3. Existem dificuldades, por parte do empreendedor, quanto à comprovação de reservas de combustível ao longo de todo o horizonte contratual? E quanto ao indexador para reajuste do CVU dos empreendimentos?
4. Em que medida as mudanças verificadas no edital do Leilão A-6 de dezembro de 2017 aumentam a atratividade das usinas termelétricas sob o ponto de vista do investimento?