

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

Pedro Vardiero Corrêa

**Análise da Experiência Internacional na Contratação de Termoeletricas:
Contribuições para o Caso Brasileiro**

RIO DE JANEIRO
2017

Pedro Vardiero Corrêa

**Análise da Experiência Internacional na Contratação de Termoelétricas:
Contribuições para o Caso Brasileiro**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Economia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Eduardo Cassiolato

COORIENTADOR: Prof. Dr. Nivalde José de Castro

RIO DE JANEIRO

2017

FICHA CATALOGRÁFICA

C824 Corrêa, Pedro Vardiero.
Análise da experiência internacional na contratação de Termoelétricas: contribuições para o caso brasileiro / Pedro Vardiero Corrêa. - 2017.
174 p. ; 31 cm.

Orientador: José Eduardo Cassiolato.

Coorientador: Nivalde José de Castro.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, 2017.

Bibliografia: f. 157 – 174.

1. Termoeletricidade. 2. Regulação econômica. 3. Mercado de confiabilidade. I. Cassiolato, José Eduardo, orient. II. Castro, Nivalde José de, coorient. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. IV. Título.

CDD 537.5

FOLHA DE APROVAÇÃO

Pedro Vardiero Corrêa

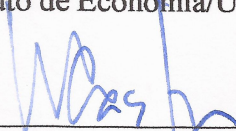
**Análise da Experiência Internacional na Contratação de
Termoelétricas: Contribuições para o Caso Brasileiro**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Economia.

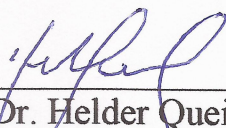
Aprovada em: 28/08/2017



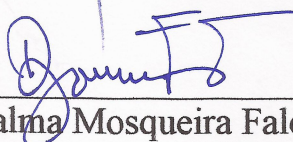
Prof. Dr. José Eduardo Cassiolato (Orientador)
Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Nivalde José de Castro (Coorientador)
Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Helder Queiroz Pinto Jr.
Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Djalma Mosqueira Falcão
Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ

Aos meus pais, Helcio e Rosane.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Helcio e Rosane. Este é o primeiro dos agradecimentos, e o mais especial. Vocês são a base da minha vida. A pessoa que sou é fruto de todo o amor, esforço e educação que sempre me deram.

À minha namorada, Tainá. Obrigado por fazer parte da minha vida. Obrigado por me dar força, me fazer sorrir, me fazer amar. Obrigado pela paciência, cumplicidade e respeito nos momentos mais difíceis que enfrentei na trajetória desse mestrado. Te amo!

Aos meus irmãos, Ana, Felipe e Luiza. Vocês são meus exemplos de vida. As pessoas nas quais me espelho.

A toda minha família. Agradeço a cada um de vocês. Meus avós, meus tios, meus padrinhos, minha madrinha, meus primos e meus cunhados. Mas me permito fazer um agradecimento especial aos que se foram recentemente, e que deixaram um legado de amor. Meus avós, Antônio e Theresa, meu tio, Nelson, e também meu companheiro canino, Tyle. Obrigado por terem feito parte da minha história. Que Deus ilumine vocês. Por fim, dedico este trabalho às minhas menininhas que ainda estão chegando ao mundo. Sofia e Fernanda, minhas afilhadas, e Julia, minha sobrinha, todo o amor para vocês!

Aos mestres da minha vida, desde o início, no Externato Coração Eucarístico, e ao longo da minha formação, no CAp da UFRJ e no Instituto de Economia da UFRJ. Devo muito a todos vocês. Em especial, gostaria de agradecer aos meus orientadores, os professores José Eduardo Cassiolato e Nivalde de Castro. Agradeço pelo suporte, pela confiança e por tudo que me ensinaram até hoje.

Aos meus amigos da vida. Amigos de infância, do colégio, da faculdade, da natação, do vôlei, do inglês, do francês, do mundo. Todos vocês! Entretanto, gostaria de enfatizar minha gratidão àqueles que fizeram parte da minha trajetória dentro do mestrado. Assim, “meu obrigado” a todos meus amigos e colegas - mais amigos do que colegas! – do mestrado e do GESEL. Sintam-se homenageados, vocês merecem. Vosso suporte foi, e ainda é, essencial.

Por fim, agradeço a todas as instituições que participaram desse processo. Ao Programa de Pós-Graduação em Economia da UFRJ, pela oportunidade de realizar o mestrado. Ao Programa de P&D da ANEEL e à Eneva, que permitiram que este trabalho e o Projeto existissem. E ao GESEL, por acreditar em mim e no meu trabalho. É uma honra fazer parte deste grupo.

RESUMO

CORRÊA, Pedro Vardiero. Análise da Experiência Internacional na Contratação de Termoelétricas: Contribuições para o Caso Brasileiro. 2017. 172 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia da Indústria e Tecnologia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

Historicamente, o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro foi fortemente centrado em usinas hidroelétricas com grande capacidade de reservatório e de regularização da oferta. Esse cenário se manteve relativamente estável até o final do século XX. Entretanto, desde os anos 2000, como consequência da crise de 2001, o Setor Elétrico Brasileiro tem experimentado um processo de transição de uma matriz hídrica para uma matriz hidrotérmica. O novo marco regulatório do setor elétrico, instituído pela Lei Nº 10.848 de 2004, introduziu os leilões de energia elétrica, além da figura da contratação de geração térmica por disponibilidade. No entanto, este modelo se mostrou financeiramente instável durante o período de seca prolongada, entre finais de 2012 e início de 2016, quando o Operador Nacional do Sistema optou por realizar um despacho contínuo e prolongado de grande parte do parque térmico brasileiro. Evitou-se com isso um racionamento, mas os altos preços da energia no curto prazo provocaram grande impacto financeiro para os agentes expostos a ele. Constatou-se, ao longo do trabalho, que o problema principal reside no desenho das regras de comercialização de energia, evidenciando a necessidade de se aplicar aperfeiçoamentos regulatórios nas regras comercialização de usinas termoelétricas. Tendo em vista este contexto, esse trabalho visa responder como a experiência internacional pode auxiliar na introdução de inovações regulatórias para o ambiente de contratação de termoelétricas no Brasil. Neste sentido, buscou-se examinar dois mecanismos específicos, os ditos mercados de capacidade e confiabilidade, através do caso colombiano, e os mercados de serviços ancilares, através do caso PJM. Concluiu-se que os mercados de capacidade e confiabilidade se mostram insuficientes para embasar possíveis aperfeiçoamentos ao caso brasileiro. Por outro lado, os mercados de serviços ancilares revelam alguns ensinamentos importantes ao caso brasileiro, merecendo uma agenda de estudo específica para este tema.

Palavras-chaves: Contratação; Mercado de Capacidade; Mercado de Confiabilidade; Regulação Econômica; Serviços Ancilares; Termoeletricidade

ABSTRACT

CORRÊA, Pedro Vardiero. *Análise da Experiência Internacional na Contratação de Termoeletricas: Contribuições para o Caso Brasileiro*. 2017. 174 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia da Indústria e Tecnologia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

Historically, the development of the Brazilian Electricity Sector has been strongly focused on hydroelectric plants with large reservoir capacity and supply regularization. However, since the 2000s, as consequence of the 2001 crisis, the Brazilian Electricity Sector has undergone a process of transition from a hydric matrix to a hydrothermal matrix. The new regulatory framework for the electricity sector, established by Law No. 10848 of March 2004, introduced the energy auctions, in addition to the availability contracts for thermal generation. However, this model proved to be financially unstable during the prolonged period of drought, between 2012 and 2016, when the National System Operator chose to carry out a continuous and prolonged dispatch of the Brazilian thermal capacity. This avoided rationing, but the high energy prices in the short term caused a great financial impact for the agents exposed to it. It is observed that the main problem lies in the design of the contracting rules, highlighting the need to apply regulatory improvements in the contracts of thermoelectric power plants. Given this context, this dissertation aims to answer how international experience can help in the introduction of regulatory innovations for the thermoelectric contracting environment in Brazil. In this sense, we sought to examine two specific mechanisms, the capacity/reliability markets, through the Colombian case study, and the ancillary services markets, through the PJM case study. It is concluded that the capacity and reliability markets are insufficient to support possible improvements to the Brazilian case. On the other hand, the markets for ancillary services reveal some important lessons to the Brazilian case, deserving a specific study of this mechanism.

Palavras-chaves: Ancillary Services; Capacity Market; Contracting; Economic Regulation; Reliability Market; Thermoelectricity.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da Participação na Capacidade Instalada por Tipo de Fonte: 1974 – 2015 (em %)	43
Gráfico 2 - Acréscimo de Capacidade Instalada Contratada e Planejada até 2024 (em MW)	48
Gráfico 3 - Acréscimo Anual de Capacidade Instalada por Fonte: 2015 - 2024 (em MW)	49
Gráfico 4 - Razão entre Capacidade Energia Armazenável Máxima dos Reservatórios e Carga: 2013 - 2021	53
Gráfico 5 - Safra da Cana e Energia Natural Afluente (% mês com maior oferta) – 2008	58
Gráfico 6 – Evolução da Capacidade Instalada Nova e Acumulada: 2005 – 2020 (em MW)	59
Gráfico 7 – Exemplo de Complementaridade entre Energia Hídrica e Eólica	61
Gráfico 8 - Geração Térmica Convencional: Janeiro de 2003 – Janeiro de 2016 (em MWmed)	67
Gráfico 9 – Média Mensal do PLD para o Submercado Sudeste/Centro-Oeste em Patamar de Carga Média: Janeiro de 2010 – Julho de 2017 (em R\$/MWh)	89
Gráfico 10 - Variação Diária do Preço Médio Ponderado de Energia Elétrica no PJM, USA: 18/07/2016 - 18/07/2017 (em US\$/MWh)	108
Gráfico 11 – Oferta e Demanda em Mercados de Curto Prazo de Energia	109
Gráfico 12 - Relação entre o Preço Médio do Gás Natural e o Preço da Energia Elétrica nos Períodos de Ponta nos Estados Unidos: 2001 a 2013	110
Gráfico 13 - Curva de Ordem de Mérito Estilizada para o Caso da Alemanha	112
Gráfico 14 - Missing Money no Mercado de Curto Prazo de Energia	114
Gráfico 15 – Exemplo de Demanda Regulatória para um Mercado de Capacidade	118
Gráfico 16 – Preço da Bolsa de Energia e Preço de Escassez: janeiro de 2015 a dezembro de 2016 (em US\$/MWh)	126
Gráfico 17 - Oscilação Diária da Carga e Despacho	130

Gráfico 18 – Participação na Capacidade Instalada Total do PJM por Tipo de Fonte: 2006 e 2017.....	139
Gráfico 19 - Geração por Tipo de Fonte na Região Nordeste: janeiro de 2011 a dezembro de 2016 (MWmed)	152

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Participação na Geração Elétrica Total por Tipo de Fonte: 2011 – 2015 (em %) ..	42
Tabela 2 – Evolução da Participação Relativa das Fontes de Geração Alternativas na Capacidade Instalada Total: 2015 – 2024 (em %)	56
Tabela 3 - Contratação de Projetos Eólicos por Subsistema: 2009 - 2015	60
Tabela 4 – Capacidade Instalada do Parque Térmico por tipo de Combustível: Junho de 2016 (em MW)	66
Tabela 5 –Potência Contratada pelos Leilões de Energia por Tipo de Fonte e Participação Relativa: Agregado entre 2005 e 2016 (em MW e %)	84
Tabela 6 – Geração Anual das Fontes Termoelétricas Movidas a Combustíveis Fósseis e suas Respectivas Participações na Produção de Energia Elétrica Total: 2011 – 2016 (em GWh e %)	91
Tabela 7 – Resumo dos Serviços Ancilares Ofertados dentro do Sistema PJM.	140
Tabela 8 - CPSA por Tipo de Usina e Tipo de Serviço Ancilar	148
Tabela 9 – Formas de Contratação e Remuneração dos Serviços Ancilares no SEB.	150

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Características Econômicas dos Segmentos do Setor Elétrico	37
Quadro 2 - Tipos de Leilões de Energia Elétrica.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Organização Básica dos Mercados Atacadistas Pós Reformas Liberalizantes..... 100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica
- ACL - Ambiente de Contratação Livre
- ACR - Ambiente de Contratação Regulada
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- CCC - Conta de Consumo de Combustíveis
- CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
- CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CMO - Custo Marginal de Operação
- CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
- CONE - Cost of a New Entry
- CPSA - Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
- CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas
- CVU - Custo Variável Unitário
- ENA – Energia Natural Afluente
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética
- ESS - Encargos de Serviços de Sistema
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission
- GESEL/UFRJ - Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro
- GW – Gigawatt
- GWh – Gigawatt-hora
- GWmed – Gigawatt Médio
- ICB - Índice Custo Benefício
- ISO - Operador Independente do Sistema (*Independent System Operator*)
- kW – Quilowatt
- MME - Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt

MWh – Megawatt-hora

MWmed – Megawatt Médio

NERC - North American Electric Reliability Corporation

OEF - Obrigação de Energia Firme

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PDE 2024 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2024

PIE - Produtor Independente de Energia

PJM - Pennsylvania - New Jersey – Maryland

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RTO - Operador Regional de Transmissão (*Regional Transmission Operator*)

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

Introdução.....	18
1. Revisão da Literatura da Teoria de Regulação.....	23
1.1. Regulação Econômica: Conceitos e Relevância.....	24
1.2. Regulação e o Setor Elétrico	32
2. Considerações sobre a Expansão do Parque Gerador Brasileiro: de 1970 a 2024	40
2.1. Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.....	41
2.2. Expansão das Fontes Renováveis	46
2.2.1. Considerações e Perspectivas do Parque Hídrico	46
2.2.2. Fontes Renováveis Alternativas.....	55
2.3. A Importância das Termoeletricas.....	63
3. Histórico do Arcabouço Regulatório de Contratação de Usinas Termoeletricas e Análise dos Problemas Decorrentes do Novo Marco Regulatório.....	70
3.1. Histórico do Arcabouço Regulatório de Contratação de Usinas Termoeletricas	70
3.1.1. Anos 1950 - 1998: Exploração por Empresas Estatais.....	71
3.1.2. 1998 - 2004: Contratos Bilaterais entre Geradores e Concessionárias de Distribuição	73
3.1.3. A partir de 2004: Contratação de Usinas Termoeletricas via Leilões de Energia através de Contratos por Disponibilidade	78
3.2. Problemas Decorrentes do Descasamento da Realidade Operacional com as Obrigações dos Agentes Geradores Termoeletricos	88
3.2.1. Problemas Conjunturais Decorrentes da Crise Hidrológica de 2012 a 2015.....	88

4. Experiências Internacionais de Contratação	96
4.1. Reestruturação do Setor Elétrico, Formação das Estruturas de Mercado Atuais e o Mercado de Energia de Curto Prazo	97
4.1.1. Reestruturação do Setor Elétrico e as Estruturas de Mercado	97
4.1.2. Mercados de Energia de Curto Prazo	101
4.1.2.1. Limitações dos Mercados de Energia	107
4.2. Mercados de Longo Prazo: Mecanismos de Capacidade e Confiabilidade	115
4.2.1. Mecanismo de Confiabilidade: o Caso Colombiano	120
4.3. Mercado de Serviços Ancilares: o Caso PJM	128
4.3.1. Serviços Ancilares: Definições e Contratação	128
4.3.2. Serviços Ancilares: o Caso PJM	137
Conclusão	144
Referências	157

INTRODUÇÃO

Historicamente, o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi fortemente centrado em usinas hidroelétricas com grande capacidade de reservatório e de regularização da oferta, através de uma forte presença do Estado. Esse cenário se manteve relativamente estável até o final do século XX. Entretanto, o modelo de estruturação do SEB implementado ao longo da década de 1990 foi responsável por uma insuficiência de investimentos no setor elétrico, tanto na geração, quanto na transmissão de energia. Como consequência, o Brasil enfrentou a pior crise energética de sua história, a denominada “Crise do Apagão”, em 2001.

Constata-se, como consequência do insucesso da implantação do modelo de investimento privado da década de 1990 e, sobretudo, a partir da crise de 2001, que a matriz elétrica brasileira iniciou uma alteração significativa da sua composição, através da adoção de um novo modelo. Desde o início dos anos 2000, a participação da fonte hídrica vem se reduzindo paulatinamente, movimento compensado por um aumento constante da importância das usinas térmicas. Em outras palavras, pode-se afirmar que o SEB passou - nessas últimas duas décadas - por uma transição de uma matriz majoritariamente hídrica para uma chamada matriz hidrotérmica.

O novo marco regulatório do setor elétrico, instituído pela Lei Nº 10.848 de março de 2004, introduziu os leilões de energia elétrica, além da figura da contratação de geração térmica por disponibilidade. Os contratos por disponibilidade são destinados à contratação de usinas termelétricas e preveem uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado. Nesses contratos, a parcela fixa é destinada à cobertura dos custos fixos para a disponibilização da usina ao sistema, que pode ou não ser despachada por conta das condições hidrológicas do sistema interligado. Todavia, quando essas usinas são despachadas, as distribuidoras devem pagar os custos variáveis relativos ao uso do combustível, que serão repassados aos consumidores no momento do reajuste tarifário. O objetivo dos contratos por

disponibilidade é garantir a segurança do sistema hidrotérmico. Caso as condições hidrológicas sejam desfavoráveis, como em períodos excessivamente secos, essas usinas podem ser solicitadas a despachar sua energia, reduzindo o risco do déficit de oferta do sistema como um todo. Ao contrário, quando as condições hidrológicas são favoráveis, essas usinas são deixadas em estado de espera.

Em virtude dessas alterações regulatórias, ao longo dos últimos 10 anos um considerável número de projetos termoeletricos foi contratado, especialmente nos leilões de 2007 e de 2008. Contudo, uma parte dos projetos contratados não apresentam características compatíveis com as necessidades de expansão do sistema elétrico brasileiro, por terem custos de variáveis de geração elevados e com frequência apresentarem características técnicas que não se adequam ao atendimento da ponta.

No sistema elétrico brasileiro, a construção de hidrelétricas com grandes reservatórios de armazenagem, interconectadas em um sistema interligado nacional, tornou a realização do risco hidrológico uma possibilidade remota. Porém, com o crescimento contínuo do consumo e as dificuldades de ampliação da reserva hídrica, a capacidade de regularização dos reservatórios se reduz gradativamente. Conseqüentemente, a garantia de suprimento passa a estar cada vez mais condicionada à realização de hidrologias favoráveis e o acentuado e recorrente deplecionamento dos reservatórios torna o risco mais palpável. Neste novo contexto, os desdobramentos financeiros da exposição ao risco hidrológico passam a ser concretos e cruciais, colocando à prova a alocação de riscos pré-estabelecida.

Nesse contexto, desde fins de 2012, o país passou a enfrentar incertezas quanto à garantia de fornecimento de energia. Tal cenário foi produzido por uma crise hidrológica que atingiu o país no último trimestre de 2012, perdurando até o fim do ano de 2015. Todo o parque térmico

contratado para atuar esporadicamente – em contratos por disponibilidade - foi acionado continuamente, atendendo quase 30% da carga, ante a uma participação média inferior a 10%.

O uso intenso e prolongado das termoeletricas disponíveis era, nos cenários utilizados nos leilões que contrataram os empreendimentos hoje em operação, um evento de baixa probabilidade. Entretanto, o que ocorreu nos últimos anos foi o despacho contínuo de todas as termoeletricas com custos variáveis baixos ou intermediários e o despacho por longos períodos de usinas com CVU elevado. O despacho contínuo representou um problema para os geradores térmicos na medida em que essas usinas passaram a enfrentar restrições técnicas associadas ao próprio despacho contínuo, tornando a produção dentro dos níveis de disponibilidade declarada previamente nos leilões um grande desafio. Como consequência, houve uma alta expressiva nos volumes de ressarcimentos dos contratos por disponibilidade, bem como a degradação dos valores de garantia física de alguns geradores.

Em resumo, a crise hidrológica deu início a uma série de problemas enfrentados pelo segmento de geração térmica, resultando em um desequilíbrio financeiro e risco de inviabilização econômica aos projetos termoeletricos. Tais problemas estão relacionados à aplicação de dispositivos vinculados aos contratos por disponibilidade, originados dos Leilões de Energia Nova, e das regras de comercialização para energia de fonte térmica, em um contexto onde há despacho termoeletrico intenso e prolongado, dificuldades de vários agentes em gerar a energia despachada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) e atrasos nos cronogramas de implantação de alguns deles, e uma alta do PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) para valores extremos.

O problema principal reside no desenho das regras de comercialização de energia. Por um lado, elas permitem a criação de obrigações vultosas para agentes que por qualquer razão se encontrem expostos aos preços de curto prazo da energia na medida em que, em situações de

escassez, ele se descola (sem nenhuma justificativa e fundamentação econômica válida) do custo de produção da energia. Por outro lado, as regras de recomposição de lastro e dos ressarcimentos para termoelétricas contratadas por disponibilidade estão desenhadas sem levar em conta a capacidade de pagamento e o porte econômico dos empreendimentos, que podem, por isso, ficarem sujeitas a obrigações capazes de inviabilizar o negócio. Com base nestes argumentos são necessários aperfeiçoamentos nas regras de comercialização de energia e em especial naquelas que dizem respeito à geração térmica.

Tendo em vista o contexto e o problema apresentados, a pergunta fundamental que esse trabalho visa responder é como a experiência internacional pode auxiliar na introdução de inovações regulatórias para o ambiente de contratação de termoelétricas no Brasil. Em outras palavras, quais mecanismos de contratação são utilizados em outros países e que ensinamentos e implicações estes casos poderiam fornecer ao modelo brasileiro.

Para responder essa pergunta, este trabalho está estruturado em cinco capítulos, para além desta introdução. O primeiro capítulo dedica-se a compreender a importância da regulação econômica para o setor elétrico, considerado uma indústria de rede com a provisão de um bem essencial para qualquer sociedade, a energia elétrica. O capítulo 2 fornece considerações acerca da expansão do parque gerador brasileiro, tanto sob uma ótica histórica, quanto sob as perspectivas de expansão de cada fonte. O terceiro capítulo, por sua vez, trata do modelo de contratação brasileiro, com especial ênfase para as usinas termoelétricas. Nesse sentido, será realizado um apanhado do histórico evolutivo dos modelos de contratação, bem como uma avaliação mais detalhada do arcabouço atual para usinas termoelétrica e os problemas decorrentes do descasamento entre a realidade operacional com as obrigações contratuais dessas usinas.

O capítulo 4 dedica-se ao estudo de experiências internacionais de contratação. Para tanto, esse capítulo está dividido em três seções. A primeira examina a formação dos mercados atuais de

energia, com foco nos mercados de curto prazo e suas limitações. A segunda seção apresenta os mercados de longo prazo, que visam corrigir limitações identificadas no curto prazo, com ênfase em dois mecanismos: o mercado de capacidade e de confiabilidade. Com intuito de melhor explicar estes mecanismos, optou-se pela realização de um estudo de caso do setor elétrico colombiano. A terceira seção trata de outro mecanismo que pode auxiliar na introdução de aperfeiçoamentos regulatórios para o modelo de contratação de usinas termoeletricas brasileiro, os mercados de serviços ancilares, exemplificado através do estudo de caso do PJM. Ao fim, destacam-se as principais conclusões obtidas ao longo do trabalho, contendo análise crítica do mecanismo de confiabilidade colombiano e dos mercados de serviços ancilares do PJM, apresentando os principais rebatimentos e implicações para o caso brasileiro.

1. REVISÃO DA LITERATURA DA TEORIA DE REGULAÇÃO

A indústria da eletricidade é considerada uma indústria de infraestrutura. Mais especificamente, trata-se de uma indústria de rede, que, por definição, são um caso especial de monopólio natural, que exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial. Adicionalmente, a indústria da eletricidade é marcada pela presença de fortes elementos de serviço público, ou seja, elementos que a caracterizam como uma indústria de importância estratégica, cujo funcionamento afeta o interesse geral da sociedade. Tendo em vista essas especificidades, justifica-se, portanto, a necessidade de intervenção do poder público neste setor, incluindo a adoção de regulação econômica.

Além das características gerais de uma indústria de rede, o setor elétrico possui a obrigação de fornecimento de um bem que se tornou essencial para a sociedade, a energia elétrica. Assim como outros serviços públicos de grande penetração social e importância econômica, o setor elétrico desempenha relevante papel no desenvolvimento econômico do país, sobretudo pelas externalidades positivas produzidas pelos investimentos e serviços oferecidos. Tendo em vista essas características e sua essencialidade para a sociedade, reforça-se a necessidade de se regular esse setor estratégico, com o propósito de atender a estes objetivos.

Dado este cenário, torna-se relevante compreender a dinâmica da regulação econômica de forma mais aprofundada. Assim, a seção 1.1 se propõe a realizar um breve histórico da regulação econômica, evidenciando seus principais conceitos e sua relevância. Posteriormente, tendo em vista as características da indústria da eletricidade, pretende-se avaliar, na seção 1.2, a relação entre a regulação econômica e o setor elétrico, destacando com maior detalhe a dinâmica de cada segmento. Por fim, são realizadas considerações finais deste capítulo.

1.1. Regulação Econômica: Conceitos e Relevância

A teoria clássica de Adam Smith (2007) é apontada de forma consensual pela literatura como sendo o marco fundador da economia política. De acordo com Ganem (2012), este autor a inaugura com uma interpretação sistematizada da ordem social capitalista, observando-a “tanto pela ótica da produção, da acumulação e do excedente como pela forma de mercado” (p. 3).

Especificamente quanto à leitura pela ótica do mercado, a importante contribuição de Smith vai na direção da construção do ideário liberal. De forma simplificada, a solução apresentada pelo autor introduz o conceito da mão invisível, em que interesses privados ao invés de se conflitarem, acabam por produzir bem-estar social. Para a teoria smithiana, a ação complexa dos indivíduos é a base da economia, resultando “naturalmente” na ordem social do mercado (GANEM, 2012).

Nesse sentido, de acordo com o que apresenta o *laissez-faire*, a participação do Estado na economia deve ser mínima, pois o funcionamento do mercado é suficiente para garantir a melhor alocação dos recursos. A intervenção do Estado deve ser, portanto, pontual, visando apenas que haja um bom funcionamento dos mercados, promovendo, por exemplo, segundo Smith (2007), a manutenção da segurança militar, a administração da justiça e a criação e sustento de certas instituições públicas. O resultado seria a condução da economia, via mercado e pelo mecanismo natural da mão invisível, ao Ótimo de Pareto. De acordo com Melo (2013), este resultado significa um equilíbrio econômico onde não existe qualquer forma de melhorar a situação de um agente econômico sem piorar a de outro.

No entanto, ao longo do processo histórico capitalista, o mecanismo de livre mercado defendido por Adam Smith apresenta importantes problemas. O autor não previa a existência de falhas de mercado e a incapacidade do mercado de garantir elevados níveis de emprego e a estabilidade dos preços. Ou seja, cria-se uma condição que não possibilita a maximização do bem-estar de

todos os agentes. Nas palavras de Richard Musgrave, especialista em economia do setor público:

“O mecanismo de preço de mercado assegura uma alocação ótima de recursos desde que sejam satisfeitas certas condições. Estas são razoavelmente satisfeitas em vastas áreas da atividade econômica, de modo que o grosso da função de alocação pode ser deixado às forças do mercado. Nestas áreas, a política governamental não precisa preocupar-se com questões de alocação. Entretanto, há ocasiões em que as forças de mercado não conseguem assegurar resultados ótimos. Apresenta-se, então, o problema de como a política do governo pode intervir, a fim de que haja uma alocação de recursos mais eficiente” (1976, p. 27).

É neste contexto que surge a justificativa para a presença da atuação do Estado na economia, que visa solucionar, ou ao menos mitigar, os principais problemas decorrentes das falhas de mercado (KESSLER, 2006). Conforme apresenta Viscusi, Harrington e Vernon (2005) e Resende (2012), as principais falhas de mercado são:

- i. A existência de bens públicos, ou seja, bens não-rivais¹ e não-excludentes². Essas características tornam inviável a produção pelo mercado privado, como, por exemplo, segurança, justiça, dentre outros;
- ii. A existência de bens meritórios que, apesar de poderem ser produzidos pelo mercado, possuem externalidades positivas e/ou são de direitos básicos do cidadão. Dois exemplos amplamente apresentados pela literatura são os serviços de saúde e educação;
- iii. Externalidades, que são os impactos a terceiros por determinada atividade econômica. Investimento em infraestrutura, de forma geral, implica na geração de externalidades positivas para a economia, enquanto a poluição decorrente de uma fábrica, por exemplo, ocasiona em externalidades negativas.

¹ Define-se um bem como sendo não rival quando o seu consumo por parte de um indivíduo não reduz a quantidade disponível para o consumo de outro indivíduo (COSTA, 2010).

² Define-se um bem como sendo não passível de exclusão se, quando o bem é ofertado, não for possível, ou for proibitivamente caro, impedir qualquer pessoa de consumi-lo (COSTA, 2010).

- iv. A assimetria de informação, que podem gerar ineficiências alocativas; e
- v. Poder de mercado: monopólio, oligopólio e concorrência monopolística³. Na economia real, a situação de competição perfeita raramente se evidencia. Há, na prática, a ocorrência da chamada concorrência imperfeita, manifestada pela presença de estruturas de mercado de monopólio, de oligopólio ou de concorrência monopolística. Essas estruturas de mercado acabam por conceder a certos agentes um exacerbado poder de mercado, implicando em uma capacidade, por parte desses agentes, em influenciar os preços.

Tendo em vista as falhas de mercado apresentadas, abre-se a possibilidade de atuação do Estado no sentido de corrigir ou amenizar tais falhas. Nesse contexto, Pigou (1932) sugere, através da abordagem da Teoria do Interesse Público, a aplicação da regulação econômica, com o objetivo de maximizar o bem-estar da sociedade como um todo. A ideia básica dessa teoria é que o regulador atue de acordo com este objetivo, de tal modo a remediar falhas que os mecanismos do próprio mercado não são suficientes para solucionar. Assim, para o autor, a regulação deve ocorrer sempre que os benefícios sociais atribuídos ao regulamento forem maiores do que seus custos. Na visão de Fiani (1998), é a partir da Teoria do Interesse Público que a teoria econômica passou a “tratar de maneira formalizada a intervenção do Estado na economia, uma vez que a própria análise econômica é fundada, a partir do surgimento da obra d’A Riqueza das Nações de A. Smith, negando a necessidade desta intervenção” (p. 10).

³ O monopólio é a estrutura em que há apenas um produtor que domina o mercado. A demanda do monopolista é a demanda da indústria, implicando em poder de impor o preço aos consumidores. Esse poder de mercado permite que o monopolista opere sempre com lucros extraordinários. De forma similar, quando um mercado é dominado por um pequeno número de produtores/vendedores ofertantes (os chamados oligopolistas), diz-se que existe um oligopólio. Os oligopolistas aproveitam a sua posição de privilégio para fixar preços mais altos, produzindo em menor quantidade. São empresas que colaboram entre elas com vista a manter esse poder e a evitar a competição. Por sua vez, a concorrência ou competição monopolística é um tipo de concorrência imperfeita em que existem várias empresas, cada uma vendendo uma marca ou um produto que difere em termos de qualidade, aparência ou reputação, e cada empresa é a única produtora de sua própria marca. Por esta razão, as empresas também detêm poder de mercado (MELO, 2013).

Uma abordagem complementar à Teoria do Interesse Público quanto à necessidade de intervenção do Estado diz respeito à delimitação das funções clássicas do Estado, que são classificadas como:

- i. Função alocativa;
- ii. Função redistributiva; e
- iii. Função estabilizadora.

As funções redistributivas e estabilizadoras, apesar de vitais para qualquer economia e sociedade, não estão diretamente associadas ao escopo desse trabalho e, portanto, não serão examinadas. A função alocativa, por sua vez, é fundamental para solucionar, ou ao menos amenizar, as falhas de mercado. Nesse sentido, Stiglitz (1999) identifica três grandes categorias de intervenção alocativa do Estado, quais sejam:

- i. Produção pública;
- ii. Produção privada com subsídios/impostos que encorajem/desencorajem a produção; e
- iii. Produção privada com regulação econômica.

Especificamente quanto à terceira categoria de intervenção alocativa, são propostas uma série de políticas públicas de regulação da concorrência, as quais costumam abranger dois grandes blocos de questões (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 1997). De um lado situa-se a política de defesa da concorrência, também conhecida como antitruste, voltada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas que possam conduzir a estruturas de mercado fortemente concentradas. O objetivo é o de exercer acompanhamento e correção contínuos das condições estruturais e das práticas correntes nos mercados domésticos, de forma a assegurar um ambiente competitivo nas economias nacionais.

De outro lado, está a política de regulação das atividades de infraestrutura, que usualmente se apresentam sob a estrutura de monopólios naturais, sejam estas sob controle estatal ou privado⁴. Pinto Junior e Fiani (2013) definem monopólio natural como uma situação onde “os custos são menores se produzimos uma dada quantidade x do produto em uma única firma do que em duas” (p. 300). Mais especificamente, os monopólios naturais estão associados a atividades que apresentam custos fixos muito elevados combinados com custo marginal muito baixo, exigindo-se, portanto, a presença de fortes economias de escala para que os custos sejam minimizados e a atividade viabilizada. Do mesmo modo como no caso das políticas de defesa da concorrência, as políticas de regulação visam a preservação, na medida do possível, do ambiente competitivo. Busca-se a prática de preços não monopolistas e a garantia da qualidade dos serviços prestados, bem como a incorporação e difusão de novas tecnologias e serviços mais modernos, tendo em vista favorecer a eficiência econômica e o bem-estar social.

De acordo com Possas, Pondé e Fagundes (1997), os dois grandes blocos de questões que particionam as políticas públicas de regulação, acima apresentados, podem ser definidos como padrões básicos da regulação, conforme se segue:

- i. Regulação ativa: trata-se da regulação de serviços públicos de infraestrutura (*utilities*), de caráter mais diretamente interventivo; e
- ii. Regulação reativa: é a regulação de mercados em geral destinada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas (ou antitruste), com característica de acionamento mais eventual, segundo motivações previstas em lei.

⁴ De acordo com Auriol e Picard (2009), desde meados da década de 1980, países em desenvolvimento têm drasticamente reduzido suas participações estatais nas atividades de infraestrutura, com intuito de reestruturar esses setores. Para os autores, na maioria dos casos, os governos têm privatizado os ativos públicos por causa das condições críticas orçamentárias, seguindo diretrizes neoliberais do Banco Mundial e do FMI.

As principais diferenças entre os dois padrões derivam do fato de que a regulação ativa, diferentemente da reativa, constitui uma intervenção voltada não a induzir maior concorrência, mas a substituí-la por instrumentos e metas administrados publicamente em atividades econômicas caracterizadas pela presença de monopólios naturais. Nesse sentido, os autores destacam:

“O principal, mas não único pressuposto, como já observado, é o de que nesses casos uma estrutura de mercado mais competitiva levaria a maior ineficiência, devido à presença de significativas economias de escala (e escopo). Considera-se também que a presença de importantes economias externas para outros setores (outra típica “falha de mercado”) justifica a ação reguladora que, nesses setores - geralmente serviços de infraestrutura -, tem atuação permanente e de caráter interventivo, mantendo contínua monitoração do desempenho das empresas em questão” (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 1997, p. 8).

Por outro lado, a regulação reativa de mercados apoia-se na lei de defesa da concorrência, que basicamente lhe oferece como mecanismo apenas o controle preventivo de atos de concentração econômica, os quais podem no limite ser desconstituídos se houver forte presunção de graves prejuízos à concorrência; bem como multas e outras sanções no caso de infrações à lei decorrentes de condutas consideradas anticompetitivas. Portanto, a discussão sobre mecanismos de regulação dedica-se essencialmente à regulação ativa dos setores de infraestrutura em suas várias modalidades, como, por exemplo, o setor elétrico.

Nesse contexto, a regulação ativa dispõe de uma série de instrumentos para atuação. De forma geral, a regulação observada na experiência internacional nos setores de infraestrutura foca nos mecanismos de regras de tarifação. É possível definir um regime tarifário por meio das regras de fixação de preço das empresas reguladas, bem como pela estrutura de produtos/serviços que estas empresas ofertam. Algumas das modalidades mais usuais de regimes tarifários são destacadas por Pires e Piccinini (1998):

- i. Tarifação pelo custo do serviço ou regulação da taxa interna de retorno: a tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural. Através desse critério, os preços devem remunerar os custos totais e conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor;
- ii. Tarifação pelo custo marginal: a ocorrência de oferta de multiprodutos em vários segmentos dos setores de infraestrutura (eletricidade e telecomunicações, por exemplo) leva à preocupação crescente com a distribuição mais racional dos custos. A tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. No caso do setor elétrico, sua principal motivação - aproveitando a característica multiproduto deste setor⁵ - é atingir maior eficiência econômica. As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural, etc.) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem, as regiões geográficas etc.;
- iii. Regulação pelo desempenho (*yardstick competition*): trata-se de uma regulação por incentivos, adotada nos casos de monopólio natural. Este instrumento procura introduzir estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica. O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das firmas, os *benchmarks*, utilizados no

⁵ Embora a indústria de energia elétrica tenha um único produto, as características de demanda (tipos, tamanhos e hábitos diferentes dos consumidores) e oferta (produção diferenciada por estações do ano, requerimentos de oferta diferentes por tipo de consumidor etc.) permitem segmentar a energia produzida em “diversos” produtos (PIRES; PICCININI, 1998).

acompanhamento de custos e preços, com intuito de induzir a aumentos de produtividade e redução de custos; e

- iv. *Price-cap*: introduzido no contexto da reestruturação com privatização realizada na Inglaterra no setor elétrico, este mecanismo de fixação de tarifa compreende uma regra de reajuste por índice público de preços, acompanhada de previsão de redução de custos por aumento de produtividade, com o objetivo de estimular, de forma muito simples e transparente, a busca de aumento de eficiência microeconômica. A fórmula típica do preço (p) é dada por $p = RPI - X$, onde RPI é o índice de preços e X um redutor de produtividade predeterminado.

As discussões acerca da regulação de setores de infraestrutura têm como base a constatação de que estes possuem características que os diferenciam de forma significativa da grande maioria dos mercados de bens e serviços de uma economia. Essas especificidades são responsáveis por fazer com que o processo competitivo, que em outros mercados é considerado capaz de gerar resultados socialmente satisfatórios, passe a apresentar falhas ou distorções que exigem uma ação compensatória do Estado: a regulação econômica.

A indústria da eletricidade, por se tratar de um setor de infraestrutura, requer a presença atuante do Estado, seja esta por meio de uma regulação mais forte, nos segmentos de transmissão e distribuição, ou em uma regulação parcial, nos segmentos de geração e comercialização. A próxima seção dedica-se exclusivamente a analisar o setor elétrico e suas características estruturais, de modo a sistematizar a relação entre a regulação econômica e os segmentos que o compõem.

1.2. Regulação e o Setor Elétrico

Conforme salientado na seção anterior, a indústria da eletricidade é considerada uma indústria de infraestrutura. Mais especificamente, conforme assinalam Dias e Rodrigues (1997) e Loureiro (2009), trata-se também de uma indústria de rede. Entende-se como indústrias de rede o conjunto de indústrias dependentes da implantação de malhas (redes ou *grids*) para o transporte e distribuição ao consumidor dos seus respectivos produtos. Para Pinto Junior e Fiani (2013), as indústrias de rede são um caso especial de monopólio natural, que exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial. De acordo com os autores, as indústrias de rede podem ser caracterizadas, dentre outros, pela presença de:

- i. Necessidade de equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda, pelas dificuldades técnicas de estocagem;
- ii. Extensa rede de interconexão entre agentes, implicando, do ponto de vista do consumidor, em menor flexibilidade em termos de mudança de fornecedores;
- iii. Os segmentos de transporte e distribuição são caracterizados como exemplos clássicos de monopólio natural;
- iv. Volatilidade de demanda no tempo, o que implica a existência de capacidade ociosa;
- v. Economias de escopo associadas à coordenação dos produtores;
- vi. Presença de economias de escala, sobretudo a nível de transporte e distribuição;
- vii. Existência de externalidades;
- viii. Elevados custos afundados (*sunk costs*⁶); e
- ix. Forte efeito multiplicador econômico, tanto para frente – insumo básico para outras atividades – como para trás – grande demandante de capital e trabalho.

⁶ Custos afundados são os custos que, independentemente do que realize a empresa, não se podem recuperar (GILBERT, 1989).

Neste sentido, as indústrias de rede são consideradas, no todo ou ao menos em parte, objeto de uma dupla caracterização, conforme apontam Dias e Rodrigues (1997):

- i. São entendidas como sujeitas a uma situação de monopólio natural, a elas intrínseca; e
- ii. São marcadas pela presença de fortes elementos de serviço público, ou seja, elementos que as caracterizam como indústrias de importância estratégica, cujo funcionamento afeta o interesse geral da sociedade.

A conjunção dessas duas especificidades justifica, portanto, a necessidade de intervenção do poder público em indústrias de rede, incluindo a adoção de regulação econômica, como no caso da indústria da eletricidade.

Além das características gerais de uma indústria de rede, o setor elétrico possui a obrigação de fornecimento de um bem que se tornou essencial para a sociedade, a energia elétrica. Assim como outros serviços públicos de grande penetração social e importância econômica, o setor elétrico desempenha relevante papel no desenvolvimento econômico do país, sobretudo pelas externalidades positivas produzidas pelos investimentos e serviços oferecidos. Destaca-se, no caso brasileiro, os pilares que sustentam esse setor: segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização. Tendo em vista esses pilares e sua essencialidade para a sociedade, reforça-se a necessidade de se regular esse setor estratégico, com o propósito de atender a estes objetivos (KESSLER, 2006).

De modo geral, a estrutura básica na qual a indústria da eletricidade está montada possui pouca variação na maioria dos países. De acordo com Joskow (2000), o fornecimento de eletricidade é tradicionalmente dividido em quatro segmentos/funções separadas, quais sejam:

- i. Geração;
- ii. Transmissão;

- iii. Distribuição; e
- iv. Comercialização.

O mercado de eletricidade apresenta características particulares derivadas em parte dos aspectos técnicos da energia elétrica e da infraestrutura necessária para provê-la, e pelos atributos econômicos de cada segmento do setor. Nesse sentido, podem-se destacar duas características principais da eletricidade (BORESTEIN, 2002). Primeiro, de um ponto de vista técnico-econômico, a eletricidade não pode ser estocada, ao menos não em quantidades significativas e a custos razoáveis. Segundo, tendo em vista a primeira característica, que não torna factível estocar grandes quantidades de energia elétrica, esta deve ser produzida no momento em que se demanda, isto é, deve haver um equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda por eletricidade.

Dadas as características principais da eletricidade, torna-se relevante compreender os atributos das atividades envolvidas no setor. Conforme destacado, as atividades geralmente presentes nas indústrias de eletricidade são a geração, transmissão, distribuição e comercialização. Um ordenamento natural das atividades se inicia pela geração elétrica, que é a primeira das atividades da cadeia produtiva. Esta consiste em transformar alguma classe de energia (térmica, mecânica, luminosa, entre outras) em energia elétrica. Destaca-se, de acordo com Joskow (2000) e OECD e EIA (2001), que o segmento de geração não se caracteriza pela presença significativa de economias de escala, não se tratando, portanto, de uma estrutura de monopólio natural. Nesse sentido, segundo os autores, o segmento de geração pode ser classificado como sendo potencialmente competitivo.

Considerando a localização das fontes geradoras, que usualmente se encontram afastadas do centro de carga, surge a necessidade de se criar uma infraestrutura de transporte para a energia elétrica (EPE, 2005). Este transporte se realiza através das linhas de transmissão, as quais, na

maioria dos casos, cobrem longas distâncias com elevadas voltagens, a fim de se minimizar as perdas técnicas⁷ de energia. Trata-se, portanto, do segmento de transmissão. Em seguida, a atividade que permite levar a energia elétrica desde o sistema de transmissão ao consumidor final se denomina distribuição elétrica. Consiste em transportar a oferta de eletricidade dentro dos centros finais de consumo.

Em contraste com o segmento de geração, as atividades de transmissão e distribuição apresentam características de monopólio natural, isto é, proporcionam significativas economias de escala, sendo uma atividade capital-intensiva, com altos custos de investimento (muitos dos quais, custos afundados / *sunk costs*) e reduzidos custos marginais. Assim, quanto maior a produção/utilização do serviço, menores serão os custos médios. Por estas razões, seria ineficiente a presença de mais de uma empresa competindo pela mesma concessão. Conforme assinala Kessler (2006), em uma situação de monopólio natural, o ponto de equilíbrio não pode ser atingido somente pelas condições e atuação do mercado. Assim, cabe à regulação econômica ser o vetor que cria as condições para que os objetivos essenciais sejam atingidos, reduzindo a ineficiência e as perdas provocadas pelo poder de mercado que a estrutura de monopólio proporciona ao agente monopolista, resultando em menores preços. Portanto, pelas características econômicas desses segmentos, a presença de uma consistente e bem fundamentada regulação econômica torna-se imperativa, a fim de dar mais eficiência alocativa nos custos e nos benefícios como um todo.

Por fim, o segmento de comercialização pode ser dividido em dois, o atacado e o varejo. O atacado se refere principalmente à comercialização existente entre agentes geradores e distribuidores, além das transações que acontecem no mercado livre. Enquanto isso, o varejo

⁷ As perdas técnicas são aquelas inerentes ao transporte da energia elétrica na rede, relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc. Podem ser entendidas como o consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição de energia (ANEEL, 2017b).

diz respeito à comercialização que existe com os usuários regulados do serviço de eletricidade, ou seja, entre as distribuidoras e os consumidores cativos⁸. Do mesmo modo como observado no segmento de geração, a comercialização também pode ser classificada como um mercado potencialmente competitivo, justamente por não possuir grandes barreiras à entrada. Nesse sentido, conforme assinala GESEL/UFRJ (2014), a competição no segmento de liberalização pode ser verificada na prática em diversas situações, como no caso de geradores vendendo energia diretamente para consumidores, através do mercado livre, pactuando preços e condições de forma desregulada. No entanto, conforme salientam Lira, Aristondo e Navarro (2011), a comercialização apresenta algumas falhas de mercado, como a presença de externalidades, o que implica na necessidade de também se regular esse segmento, embora com menor intensidade do que se observa nas atividades de transmissão e distribuição.

O Quadro 1 fornece resumidamente os desenhos de mercado tradicionalmente encontrados em indústrias de energia elétrica, evidenciando suas diferentes atividades e as principais características econômicas de cada uma.

⁸ O funcionamento dos ambientes de contratação regulada – entre concessionárias de distribuição e consumidores cativos - e de contratação livre – que compreende as transações do mercado livre – serão explicadas ao longo da seção 3.1.3 deste trabalho.

Quadro 1 - Características Econômicas dos Segmentos do Setor Elétrico

Segmento	Características Econômicas	Implicações
Geração	- Economias de escala limitadas à capacidade da planta; - Economias de coordenação no sistema;	- Potencialmente competitivo; - Regulação parcial;
Transmissão	- Monopólio Natural; - Economias de escala; - Altos custos de investimento (inclusive <i>sunk costs</i>); - Reduzidos custos marginais;	- Necessidade de planejamento indicativo; - Forte regulação;
Distribuição	- Monopólio Natural; - Economias de escala - Altos custos de investimento (inclusive <i>sunk costs</i>); - Reduzidos custos marginais;	- Forte regulação;
Comercialização	- Baixos custos de investimento; - Presença de externalidades e características de bens públicos;	- Potencialmente competitivo; - Regulação parcial;

Fonte: Elaboração própria com base em Kessler (2006) e Aristondo, Lira e Navarro (2011).

Tendo em vista as possibilidades de se adotar mecanismos mais competitivos no setor elétrico, diversos países optaram por promover reestruturações de suas indústrias de energia elétrica a partir da década de 1980. De modo geral, a reestruturação se deu no sentido de uma desverticalização do setor como um todo, desmembrando grandes monopólios verticalmente integrados em concessionárias específicas para cada segmento do setor (KWOKA, 2008).

De acordo com Borenstein e Bushnell (2000), o processo de reestruturação foi fortemente guiado pelas mudanças verificadas na atividade de geração, como o progresso tecnológico e os preços dos combustíveis, que tornaram economicamente viável a produção em plantas de menor tamanho. Além disso, observa-se a possibilidade de integrações regionais cada vez mais significativas, o que permitiu o aumento do mercado para geradores independentes. Essas mudanças, à primeira vista, levam à constatação de que o segmento de geração não mais precisaria de intervenções estatais, já que poderia se abrir à competição de diversos agentes geradores. Contudo, os autores ressaltam que uma série de fatores torna a geração de

eletricidade um caso muito mais complexo, como a inviabilidade de estocagem de eletricidade em larga escala e a necessidade de se equilibrar oferta e demanda instantaneamente.

Ao longo desta trajetória, a reestruturação passou a ser vista como um veículo para introduzir a concorrência de forma mais geral na indústria de energia elétrica, com expectativa de elevação da eficiência e redução dos custos como resultado dos objetivos da reestruturação. No entanto, na mesma direção da constatação de Borenstein e Bushnell, Kwoka (2008) destaca alguns problemas associados à busca por mercados de eletricidade mais competitivos, sobretudo pelas diferenças inerentes à indústria da eletricidade em comparação a outras indústrias que também passaram por reformas estruturantes, bem como por expectativas equivocadas em relação ao funcionamento do setor elétrico após sua reestruturação.

A título de exemplo, a reestruturação conduzida em alguns mercados dos Estados Unidos não tem implicado em uma facilidade de entrada de novas firmas no segmento de geração. Os defensores da reestruturação esperavam que a competição entre geradores existentes fosse complementada e aperfeiçoada por novos produtores independentes que adentrariam ao mercado. Os novos entrantes seriam caracterizados por uma escala mais eficiente, tecnologias superiores e uma melhor localização de suas plantas, auferindo, assim, custos mais baixos do que as plantas de geração já existentes. Esperava-se que essas forças reduzissem os custos de geração e, finalmente, os preços para os consumidores finais de eletricidade. No entanto, o trabalho de Kwoka (2008) evidenciou que, na prática, há diversos impedimentos para que esse processo idealizado de novos entrantes na atividade de geração ocorra. Tais impedimentos incluem barreiras convencionais à entrada, como a presença de economias de escala e vantagens absolutas de custo por parte dos geradores incumbentes.

Esses impedimentos também incluem questões regulatórias, bem como uma variação de demanda e custo que provocam incertezas. Ocorre que tanto os investidores como os

fornecedores são avessos à incerteza, e os mercados de eletricidade reestruturados são caracterizados por incertezas substanciais, como a presença de forte volatilidade de preços, possivelmente impedindo a entrada de novos entrantes. Nesse sentido, Kwoka assinala que a presença da regulação econômica deve existir para reduzir as incertezas no segmento de geração.

Nesse contexto, o aparato regulatório deve servir, sobretudo, para garantir a estabilidade e confiabilidade do setor de energia elétrico, seja para investidores, seja para consumidores. Uma regulamentação bem construída, fundamentada e apropriada serve para minimizar essas questões indicadas. Por exemplo, as regras de comercialização devem fornecer a sinalização econômica adequada para induzir novos investimentos no segmento de geração. Além disso, inadequações verificadas na regulamentação devem ser aperfeiçoadas, visando, justamente, que descasamentos entre a regulamentação e a realidade operacional dos agentes sejam solucionados.

2. CONSIDERAÇÕES SOBRE A EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR BRASILEIRO: DE 1970 A 2024

Historicamente, o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi fortemente centrado em usinas hidroelétricas com grande capacidade de reservatório e de regularização da oferta, através de uma forte presença do Estado. Esse cenário se manteve relativamente estável até o final do século XX. Entretanto, o modelo de estruturação do SEB implementado ao longo da década de 1990 foi responsável por uma insuficiência de investimentos no setor elétrico, tanto na geração, quanto na transmissão de energia. Como consequência, o Brasil enfrentou a pior crise energética de sua história, a denominada “Crise do Apagão”, em 2001.

Constata-se, como consequência do insucesso da implantação do modelo de investimento privado da década de 1990 e, sobretudo, a partir da crise de 2001, que a matriz elétrica brasileira iniciou uma alteração significativa da sua composição, através de um novo modelo. Desde o início dos anos 2000, a participação da fonte hídrica vem se reduzindo paulatinamente, movimento compensado por um aumento constante da importância das usinas térmicas. Em outras palavras, pode-se afirmar que o SEB passou - nessas últimas duas décadas - por uma transição de uma matriz majoritariamente hídrica para uma chamada matriz hidrotérmica.

Tendo em vista esse cenário, torna-se relevante examinar como este processo de transição da matriz vem ocorrendo, desde o modelo de investimento estatal, passando pelo modelo de investimento privado e ao longo do novo modelo, implementado a partir de 2004. Neste sentido, a primeira seção dedica-se a um breve histórico do setor, apresentando como a matriz elétrica evoluiu no período considerado. Posteriormente, a seção 2.2 evidencia como tem ocorrido a expansão das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, incluindo a mudança do perfil das usinas hidroelétricas e a inserção das fontes alternativas de geração. A seção 2.3 dedica-se ao exame da importância da fonte termoelétrica no processo de transição da matriz,

revelando os motivos pelos quais esta fonte tem se destacado e suas perspectivas de expansão. Por fim, são realizadas considerações finais acerca deste capítulo.

2.1. Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

Pode-se assinalar que o SEB, em termos da composição de sua matriz, apresenta uma posição singular em comparação ao resto do mundo. Enquanto 66,7% da energia elétrica mundial, no ano de 2014, advinham de recursos combustíveis fósseis (IEA, 2016), a participação das fontes renováveis respondeu por 73,16% da oferta total de eletricidade no Brasil. Mais especificamente, a fonte hídrica se destaca como o principal recurso para a geração de energia elétrica no país, tendo sido responsável por 63,24% da produção de 2014 (EPE, 2016a).

A importância da fonte hídrica fica ainda mais evidente quando se avalia o histórico recente de sua participação na geração de energia elétrica, mesmo durante o período de crise hidrológica, que perdurou entre os anos de 2012 e 2015. Conforme dados da Tabela 1, a geração hidráulica alcançou 80,55% da oferta total de energia elétrica de 2011, ainda antes do período de estiagem. Contudo, durante o período crítico, a produção hídrica observou significativa redução em sua participação. Por exemplo, em 2012, ano de início da crise, as centrais hidroelétricas passaram para um patamar de 75,18% da oferta total. Nos anos subsequentes, entre 2013 e 2015, a fonte hídrica obteve uma redução ainda maior, respondendo, respectivamente, por 68,49%, 63,24% e 61,87% (EPE, 2016a). Apesar das sucessivas reduções, deve-se ressaltar a importância da geração hidráulica para o sistema elétrico brasileiro. Mesmo durante toda a crise hidrológica, as usinas hídricas foram responsáveis por mais de 60% da geração elétrica total em todo o período considerado.

Tabela 1 - Participação na Geração Elétrica Total por Tipo de Fonte: 2011 – 2015 (em %)

	2011	2012	2013	2014	2015
Gás Natural	4,72	8,46	12,0	13,73	13,67
Hidráulica	80,55	75,18	68,49	63,24	61,87
Óleo	2,30	2,93	3,87	5,34	4,41
Carvão	1,22	1,52	2,59	3,11	3,28
Nuclear	2,94	2,90	2,71	2,60	2,53
Biomassa	5,95	6,27	6,95	7,62	8,15
Eólica	0,51	0,91	1,15	2,07	3,72
Outras⁹	1,81	1,81	2,14	2,30	2,36

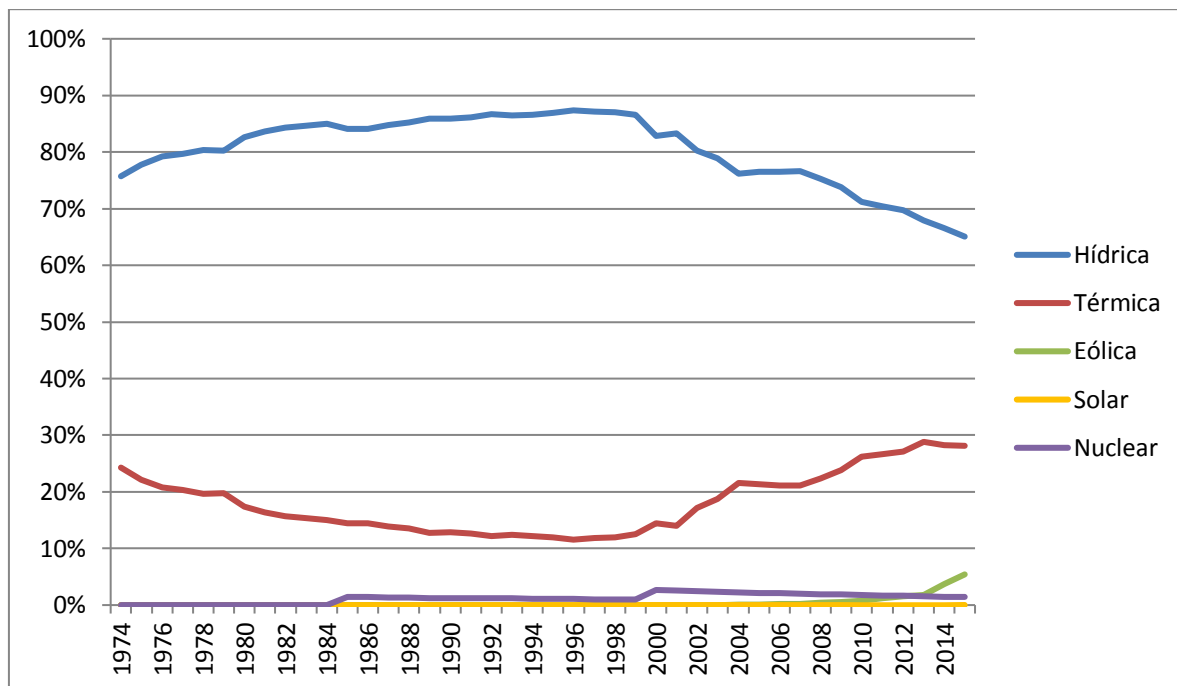
Fonte: EPE, 2016a.

Para explicar a composição da geração de energia elétrica em anos recentes, deve-se recorrer à evolução da capacidade de geração nas últimas décadas. O Gráfico 1 ilustra a evolução da capacidade instalada (%), por tipo de fonte, entre os anos de 1974 e 2015. É possível constatar o predomínio histórico da fonte hídrica frente às demais fontes de geração¹⁰, chegando a um máximo de 87,36% no ano de 1996. Em termos absolutos, a capacidade instalada total do SEB, para o ano de 2015, foi de 140.857 MW. Desse total, a fonte hídrica respondeu por 91.650 MW (65,07%), as térmicas por 39.563 MW (28,09%), as usinas eólicas por 7.633 MW (5,42%), a nuclear por 1.990 MW (1,41%) e a solar fotovoltaica, por sua vez, por 21 MW (0,015%) (EPE, 2016b).

⁹ Inclui gás de coqueria, outras secundárias, outras não renováveis e outras renováveis, como a solar.

¹⁰ De acordo com a classificação apresentada pela EPE (2016b), a fonte térmica é constituída, dentre outros, por recursos de combustíveis fósseis (como óleo diesel, gás natural e carvão), e por usinas de biomassa, como, o bagaço de cana de açúcar.

Gráfico 1 - Evolução da Participação na Capacidade Instalada por Tipo de Fonte: 1974 – 2015 (em %)



Fonte: EPE, 2016b.

Ao longo das décadas de 1970, 1980 e 1990, a fonte hídrica experimentou um aumento contínuo de sua participação, com um movimento contrário sendo observado pelas usinas térmicas. Esse fenômeno pode ser entendido através do papel que a Eletrobras exerceu no setor elétrico brasileiro desde a década de 1960. No modelo de planejamento público, adotado a partir dos anos 1960, a estatal passou a ser responsável pela operação das usinas, gerenciamento do sistema integrado, planejamento da expansão de longo prazo e investimento em usinas e linhas de transmissão, assumindo papel de holding verticalizada observado em outros países desenvolvidos e em desenvolvimento (SANTOS et al., 2008).

Contudo, o padrão de financiamento público baseado nas empresas estatais mostrou-se insustentável nos anos 1980 com a crise internacional, revelando a necessidade da adoção de um novo modelo de financiamento. Calcada em experiências liberais de outros países, a opção econômica e política foi permitir que o investimento privado assumisse a responsabilidade

sobre o planejamento e a expansão da capacidade produtiva do SEB, através da implantação de um novo modelo fundamentado na privatização de ativos públicos (CASTRO; ROSENTAL, 2016).

No entanto, conforme avaliação de Tolmasquim (2000), o novo modelo de estruturação do SEB, implementado ao longo da década de 1990, foi responsável pela insuficiência de investimentos necessários no setor elétrico, tanto na geração, quanto na transmissão de energia. A título de exemplo, entre os anos de 1990 e 2000, o consumo de energia elétrica cresceu 49%, enquanto a capacidade produtiva foi expandida em 35% (TOLMASQUIM, 2000). Ou seja, o Brasil ingressara numa espécie de vácuo, onde Estado e iniciativa privada investiam muito menos do que o necessário. A consequência desse cenário foi a pior crise energética que o Brasil já enfrentou, denominada “Crise do Apagão”, vivida em 2001. Pode-se afirmar que a principal causa dessa crise, de natureza estrutural, foi o processo de privatização do setor elétrico brasileiro, iniciado em 1990, com o Plano Nacional de Desestatização, que impôs uma falta de investimento ocasionada pelo marco regulatório vigente, priorizando, num primeiro momento, as privatizações, ou seja, a troca de propriedade de ativos, prejudicando os investimentos (GOMES, 2007).

Constata-se, através do Gráfico 1, que, como consequência do insucesso da implantação do modelo de investimento privado e, sobretudo, a partir da crise do apagão, a matriz elétrica brasileira iniciou uma alteração significativa da sua composição, através de um novo modelo. Desde o início dos anos 2000, a participação da fonte hídrica vem se reduzindo paulatinamente, movimento compensado por um aumento constante da importância das usinas térmicas. Em outras palavras, pode-se afirmar que o SEB passou - nessas últimas duas décadas - por uma transição de uma matriz majoritariamente hídrica para uma chamada matriz hidrotérmica.

Deve-se destacar que, na composição das usinas térmicas apresentadas no Gráfico 1, estão incluídos os recursos de biomassa. Essa fonte apresenta forte crescimento a partir de 2004, ano de criação do PROINFA. O objetivo básico desse programa era estimular e promover a diversificação da composição da matriz elétrica brasileira por meio de incentivos às fontes alternativas, visando, em última instância, aumentar a segurança energética do país (CORRÊA, 2015). Em decorrência desse programa, a participação da biomassa na geração de eletricidade total passou de 3,22%, em 2004, para 8,15%, em 2015 (CORRÊA, 2015; EPE, 2016a).

Outra fonte que merece destaque é a eólica, observando um aumento bastante significativo de sua participação na geração total do país. Também como consequência inicial e de estímulo promovido pelo PROINFA, esta fonte, que detinha apenas 0,02% da geração total de 2004, passou para uma participação de 3,72% do total gerado em 2015 (CORRÊA, 2015; EPE, 2016a). Ressalta-se, ainda, o forte crescimento de sua capacidade instalada em anos recentes. Entre os anos de 2011 e 2016, a taxa média de crescimento anual da capacidade produtiva das usinas eólicas foi de 53,61% (ABEEÓLICA, 2016; EPE, 2016a).

Conforme salientam Castro, Brandão e Dantas (2010), o crescimento de fontes renováveis alternativas, sobretudo a eólica e a biomassa oriunda da cana de açúcar, é fundamental para a expansão do SEB, justamente por suas características de geração complementar ao regime de afluências. A expectativa para os próximos anos é de que a haja forte expansão dos projetos eólicos, combinado com uma gradativa inserção da geração solar fotovoltaica na matriz. Contudo, apesar da contribuição para o equilíbrio energético do setor elétrico, as fontes eólica e solar apresentam característica de intermitência, evidenciando a necessidade de complementar o parque gerador com a expansão de fontes de caráter controlável, o que pode ser obtido através da ampliação da capacidade das usinas termoeletricas.

Tendo em vista a contínua redução da capacidade produtiva da fonte hídrica e a crescente importância das fontes térmicas - fósseis e de biomassa -, bem como da energia eólica e solar fotovoltaica, faz-se necessário analisar mais a fundo como essas fontes têm evoluído e, sobretudo, seus papéis na expansão do parque gerador brasileiro. Nesse sentido, a seção 2.2 busca apresentar análise da expansão das fontes renováveis, incluindo as centrais hidroelétricas, as usinas eólicas, de biomassa e as plantas solares. Um estudo específico sobre a importância das termoeletricas para o sistema é realizado na seção 2.3. Por fim, considerações finais acerca da expansão do SEB são feitas na seção 2.4.

2.2. Expansão das Fontes Renováveis

Esta seção se dedica a estudar a expansão das fontes renováveis no SEB, levando em conta o histórico recente e o crescimento projetado para cada recurso. Além disso, busca apontar as principais considerações acerca da expansão de cada fonte.

2.2.1. Considerações e Perspectivas do Parque Hídrico

Conforme apresentado na seção anterior, mesmo considerando a redução da participação da fonte hídrica na potência instalada total nos últimos anos, é possível afirmar que esta fonte permanecerá sendo predominante na matriz brasileira. Essa afirmativa é reforçada quando se avalia os projetos de geração hidráulica contratados em anos recentes e a expansão planejada para esta fonte até 2024. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024)¹¹ (MME; EPE, 2015), no decênio 2014 – 2024, a expansão prevista para o Sistema

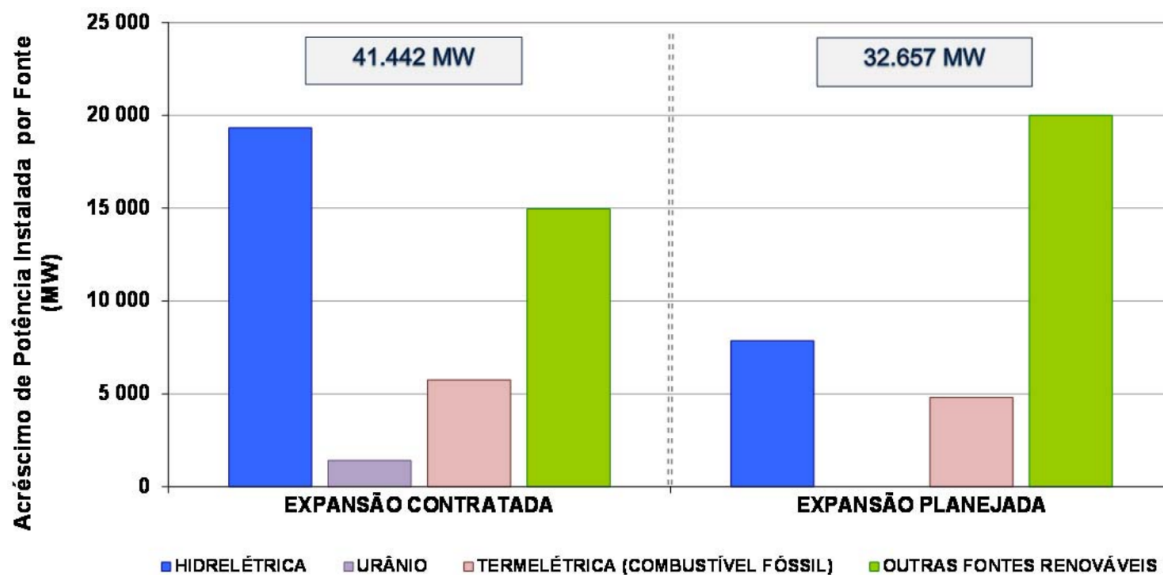
¹¹ Deve-se ressaltar que o Plano Decenal de Energia possui caráter indicativo. A expansão efetiva do sistema fica a cargo da contratação resultante dos leilões de geração, mecanismo que será explicado no capítulo 3 desse trabalho.

Interligado Nacional (SIN) para atender à carga projetada é de 73.569 MW¹² de capacidade instalada, representando 55% de acréscimo na oferta de energia elétrica, sendo que os projetos hídricos correspondem a 28.349 MW deste total.

Tendo em vista que os empreendimentos de geração exigem um período entre a construção e a entrada em operação, faz-se necessário que esses projetos sejam contratados com prazos compatíveis com seus tempos de implantação. Nesse sentido, o Brasil efetua, em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, os leilões A-3 e A-5 para compra de energia com três e cinco anos de antecedência, respectivamente. Como consequência, no momento de publicação do PDE 2024, em 2015, havia um parque de geração já contratado e em implantação de aproximadamente 41.500 MW (56% da expansão planejada para o decênio), contratados através de leilões A-5 e A-3 já realizados. Dessa forma, a oferta a ser viabilizada nos leilões futuros, com previsão para entrada em operação até 2024, corresponde a aproximadamente 32.700 MW (44% da expansão), conforme apresentado no Gráfico 2. Ressalta-se que usinas termelétricas à biomassa, pequenas centrais hidroelétricas (PCH), eólicas e solares estão agregadas no componente “outras fontes renováveis”.

¹² Esta expansão leva em consideração a potência instalada da Usina de São Luiz do Tapajós, com 8.040 MW. No entanto, por decisão do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), o licenciamento deste empreendimento foi arquivado (VALOR ECONÔMICO, 2016).

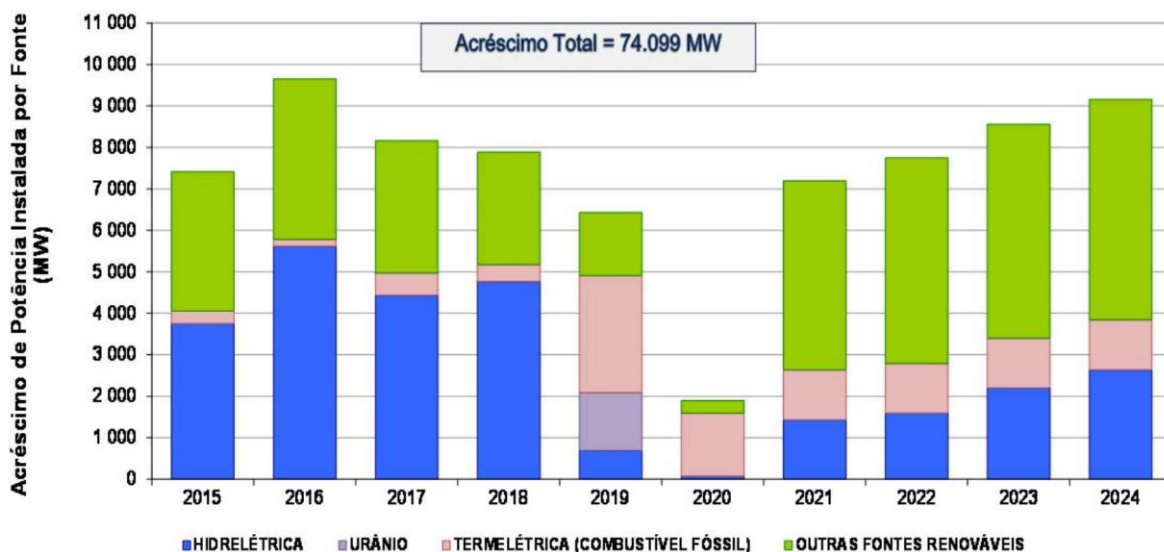
Gráfico 2 - Acréscimo de Capacidade Instalada Contratada e Planejada até 2024 (em MW)



Fonte: MME e EPE, 2015.

Pode-se, ainda, avaliar a expansão do sistema elétrico brasileiro de acordo com o acréscimo anual em termos da capacidade instalada de cada fonte, conforme ilustra o Gráfico 3. Depreende-se destes dados que a fonte hídrica será responsável por adicionar 27.183 MW de capacidade instalada até 2024, ou 36,95% do total projetado, sendo, portanto, a fonte com maior contribuição para a expansão neste decênio (MME; EPE, 2015).

Gráfico 3 - Acréscimo Anual de Capacidade Instalada por Fonte: 2015 - 2024 (em MW)



Fonte: MME e EPE, 2015.

Cabe, no entanto, observar que as características das usinas hidroelétricas contratadas nos últimos anos distinguem-se fundamentalmente daquelas observadas nas usinas que pautaram o desenvolvimento histórico do setor elétrico brasileiro ao longo do século XX. A mesma constatação se aplica ao potencial remanescente, que se encontra na Região Amazônica. De forma geral, as usinas construídas ao longo das últimas décadas caracterizam-se pela presença de grandes reservatórios de armazenagem, capazes de regularizar a variabilidade das afluências e, conseqüentemente, os fluxos de geração hidroelétrica (BICALHO, 2014). Além disso, para este autor, a expansão do sistema elétrico brasileiro se aproveitou da diversidade hidrológica existente entre as bacias e regiões, explorando ao máximo a capacidade dos reservatórios, de tal modo a obter uma grande capacidade de regularização do “estocástico regime pluviométrico”. Para tanto, os reservatórios devem ser capazes de estocar energia suficiente para abastecer o mercado durante o período seco do ano, ou seja, precisam chegar relativamente cheios ao fim da estação úmida.

Esta dinâmica pôde ser observada em grande parte das bacias já exploradas, como nos casos dos afluentes do rio Paraná e do São Francisco. Nestas bacias foram construídas represas que ocupam vales profundos, com capacidade de estocar um enorme volume de água (energia), sobretudo pela existência de aproveitamentos a jusante (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010). De acordo com dados disponíveis sobre os reservatórios de água do Brasil (ONS, 2017a), é possível identificar que apenas seis reservatórios, de três bacias distintas, são responsáveis por praticamente metade da energia armazenada do SIN, quais sejam, Emborcação, Nova Ponte e Itumbiara (Rio Paranaíba), Furnas (Rio Grande) e Três Marias e Sobradinho (Rio São Francisco).

Em suma, o paradigma prevalecente no SEB no século XX teve como base a regularização da oferta de energia ao longo do ano através do armazenamento de água em grandes reservatórios, com complementação de termoelétricas apenas em situações de hidrologia desfavorável. Neste sentido, conforme assinala Romeiro (2015), “a complementação térmica foi concebida para ser totalmente flexível, de modo a operar esporádica e pontualmente em situações hidrológicas adversas, traduzindo-se em uma disponibilidade térmica latente preferencialmente evitada” (p. 4).

Em contraponto ao observado nas usinas hidrelétricas construídas ao longo do último século, a expansão hídrica mais recente se baseia em usinas fio d’água, empreendimentos sem armazenamento ou com pequenos reservatórios capazes de armazenar água por apenas algumas horas ou dias, impondo uma tendência de redução da capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo do ano. Este fenômeno está associado mais diretamente a dois fatores. Conforme apontam Castro, Brandão e Dantas (2010), o primeiro fator diz respeito a um maior rigor das legislações ambientais, enquanto o segundo está relacionado às questões geográficas / técnicas das áreas onde se encontra o potencial hídrico remanescente:

“Por um lado, a construção de barragens com grandes reservatórios passou a sofrer restrições dos órgãos ambientais, que condenam e impedem aproveitamentos com elevada razão entre a área alagada e a capacidade instalada. Por outro lado, o potencial hídrico remanescente concentra-se na Região Norte, onde predominam rios que cortam grandes planícies. A topografia suave da região e os baixos desníveis fazem com que mesmo represas alagando áreas extensas armazenem volumes relativamente modestos de energia, tornando a construção de reservatórios de regularização difícil de justificar” (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010, p. 10).

Em virtude dessa tendência, pode-se afirmar que o sistema de geração hidroelétrico brasileiro se encontra em processo de transição. Desde 2005, quase a totalidade das usinas hidrelétricas contratadas não apresentam reservatórios de água. De acordo com o PDE 2024, apenas as usinas São Roque, Baixo Iguaçu e Sinop, com entradas em operação previstas para 2018, serão capazes de contribuir com aumento da quantidade de energia armazenável do sistema (MME; EPE, 2015). Esta mesma constatação se aplica aos projetos de geração planejados. O potencial hidráulico remanescente, localizado majoritariamente na região Norte do país, não é apropriado para construção de usinas com reservatórios. Como consequência, pode-se apontar que as novas hidrelétricas, embora possam apresentar grande capacidade instalada, possuem pouca capacidade de regularização, ou seja, baixa geração efetiva no período seco (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010).

Neste contexto, Castro, Brandão e Dantas (2010) apontam a Usina de Tucuruí como um caso emblemático. Trata-se de uma grande hidrelétrica, com capacidade instalada de 8.340 MW, localizada na bacia do Rio Tocantins, no Pará. Na estação úmida, a usina consegue utilizar toda a potência instalada que dispõe, inclusive com vertimento de água. Contudo, no período seco do ano, a geração dessa hidrelétrica se restringe a pouco mais de 2.000 MW médios. Este fenômeno se dá em decorrência das variações das vazões naturais da bacia em que está localizada, combinadas com a inexistência de reservatórios, ou seja, a incapacidade de regularização de sazonalidades desse projeto.

Os autores apontam ainda outro exemplo, que ilustra o comportamento das usinas hidrelétricas que estão sendo construídas ou planejadas para a expansão do sistema: a hidrelétrica de Belo Monte. Com 11.233 MW de potência total, e situada na bacia do Rio Xingu, esta usina tem previsão de conclusão total das obras em 2019 (MME; EPE, 2015). Contudo, Belo Monte está localizada em um ponto do rio onde a vazão média varia de 18 mil m³/s, no auge da estação úmida, a 1,1 mil m³/s, no período de seca. Esta situação se revela como uma grande adversidade pelo fato de não haver reservatório capaz de regularizar esta variação de vazão. Esta questão também se apresenta como relevante em outras bacias e rios brasileiros. Do mesmo modo como verificado na usina de Belo Monte, não há projetos de construção de reservatórios capazes de regularizar de forma satisfatória a vazão de outros importantes rios, como o Madeira, Tapajós e Teles Pires, que constituem as principais frentes de avanço da fronteira hidroelétrica na Amazônia (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010).

A questão da capacidade de regularização e sua relação com o mercado é tão importante que o PDE 2024 (MME; EPE, 2015) dedica um de seus capítulos somente a estudá-la. Conforme destaca o plano:

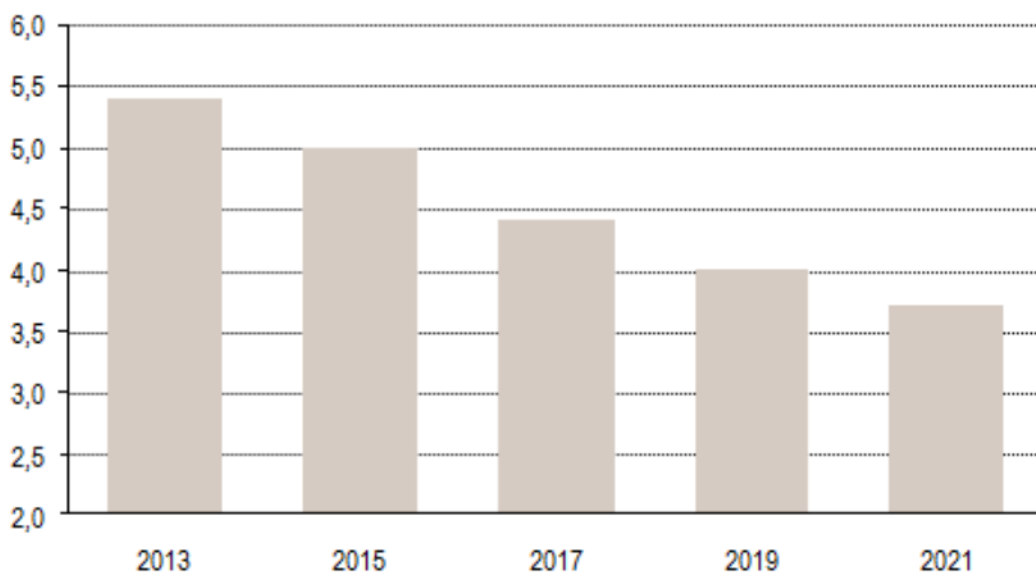
“A relação entre a Capacidade de Armazenamento e o Mercado é um parâmetro que auxilia na avaliação da segurança do sistema ao longo do horizonte de planejamento, já que os reservatórios constituem a forma mais adequada de estoque de energia para garantir o fornecimento nas situações mais críticas. Como novas fontes de energia vêm sendo inseridas na matriz energética brasileira, com diferentes perfis e características de geração não controláveis, essa característica dos reservatórios assume importância cada vez maior, exigindo análise cuidadosa da variação do grau de dependência do SIN aos reservatórios e das políticas de operação, para o atendimento ao mercado de energia ao longo dos anos” (p. 97).

De acordo com o PDE 2024 (MME; EPE, 2015), apesar do aumento expressivo na capacidade instalada de usinas hidrelétricas no decênio analisado, o acréscimo da capacidade de armazenamento, neste período, é de apenas 2,6 GWmed, o que corresponde a aproximadamente

1% do total existente em 2015. Por outro lado, a taxa projetada de crescimento para o mercado é de aproximadamente 45%, ou seja, espera-se que a carga seja aumentada em 29.213 MWmed entre os anos de 2014 e 2024. Portanto, um crescimento bem superior ao observado para a energia armazenável.

Pode-se, assim, concluir que gradativamente a energia estocada nos reservatórios dos empreendimentos de hidroeletricidade representará uma proporção cada vez menor da carga anual, indicando uma capacidade de regularização também decrescente. O Gráfico 4 ilustra essa tendência de redução da capacidade de regularização através da razão entre a capacidade de energia armazenável máxima dos reservatórios e a carga, entre os anos de 2013 e 2021. Segundo Chipp (2013, apud GESEL/UFRJ, 2013, p. 42), a capacidade de regularização estimada de 2013 era de 5,4, ou seja, significa que os reservatórios, quando completamente cheios, podem armazenar energia equivalente à carga de 5,4 meses. Conforme se depreende desse gráfico, a razão é sempre decrescente, chegando a um nível de 3,3 no ano de 2021, isto é, pouco mais de três meses.

Gráfico 4 - Razão entre Capacidade Energia Armazenável Máxima dos Reservatórios e Carga: 2013 - 2021



Fonte: Chipp, 2013 (apud GESEL/UFRJ, 2013, p. 42).

Outra característica decorrente da construção de novos empreendimentos hidroelétricos a fio d'água é o impacto cada vez maior da sazonalidade na geração hídrica. Dessa forma, espera-se que haja um grande contraste entre a energia disponível no período úmido e no período seco, principalmente nas bacias dos rios Madeira, Tapajós, Xingu e Tocantins.

Nesse contexto de redução da capacidade de regularização e de maior influência da sazonalidade na geração hídrica, devem-se buscar alternativas para minimizar os impactos desse novo perfil do parque hídrico. Nesse sentido, uma medida será utilizar reservatórios de usinas localizadas fora da região Norte para acúmulo de água em seus períodos úmidos, de tal modo que se utilize esse estoque de água durante os meses de menor afluência da região Norte. Contudo, duas importantes restrições limitam a aplicação dessa alternativa. Primeiro, muitos dos reservatórios atuais não são adequados a uma operação em regime anual, dado que uma única estação chuvosa pode não ser suficiente para encher de forma plena seus reservatórios. Segundo, mesmo que a quantidade de energia armazenada esteja em níveis satisfatórios ao final do período úmido, nada garante que ela esteja distribuída entre os reservatórios de tal forma que seja suficiente para atender à carga durante o período de baixa afluência.

Dado esse cenário, conforme concluem Castro, Brandão e Dantas (2010), é imperativo o uso de recursos de geração não hídricos no SEB, de forma complementar ao período de baixa afluência, mesmo em anos de hidrologia normal, dando, assim, maior segurança ao suprimento. Deve-se ressaltar que essa necessidade (emprego de recursos não hídricos) será cada vez maior, em função do crescimento da carga nos próximos anos, sobretudo quando se considera o horário de ponta no auge da estação seca. Nesse sentido, observa-se que o processo de diversificação da matriz elétrica é uma das principais estratégias que deve ser adotada pelo planejamento da expansão do sistema. Para seguir essa estratégia, o Brasil dispõe de uma gama de fontes as quais

pode se utilizar, como as fontes renováveis alternativas, abordadas na seção 2.2.2., e geração termoelétrica, que será analisada mais adiante, na seção 2.3.

2.2.2. Fontes Renováveis Alternativas

Para fazer frente ao seu crescimento da demanda projetado para os próximos anos de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia. Deve-se destacar o papel fundamental das fontes renováveis alternativas, quais sejam, usinas eólicas, biomassa e plantas solares.

Conforme se depreende da Tabela 1, e do exposto na seção 2.1, nota-se uma forte expansão desses recursos alternativos na participação da geração de eletricidade brasileira, sobretudo das usinas eólicas e de biomassa. Além disso, de forma estratégica, o planejamento do sistema se baseia em grande aumento da participação dessas fontes na capacidade instalada total. Os Gráficos 2 e Gráfico 3 servem para ilustrar essa tendência, apontando que, no decênio 2015-2024, estas fontes deverão crescer a uma taxa média de 10% ao ano. Este crescimento representa um acréscimo de 34.965 MW à capacidade instalada total, sobretudo nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-oeste (MME; EPE, 2015).

Mais especificamente, o Gráfico 2 evidencia que, em 2015, cerca de 15.000 MW já haviam sido contratados. O restante, portanto, aproximadamente 20.000 MW, reflete a projeção do planejamento da expansão do sistema. De acordo com dados fornecidos pelo PDE 2024 (MME; EPE, 2015), compilados na Tabela 2, a participação relativa das fontes de geração renováveis alternativas (eólica, biomassa e solar, dentre outras) saltará de 16,2%, em 2014, para 27,3%, em 2024. Isto significa que, de acordo com a projeção do planejamento, mais de um quarto da matriz elétrica de geração brasileira será composta por fontes alternativas no ano de 2024.

Somando-se o potencial hídrico convencional, espera-se que as fontes renováveis alcancem uma participação de 84,0% da capacidade instalada total do país ao final do decênio avaliado.

Tabela 2 – Evolução da Participação Relativa das Fontes de Geração Alternativas na Capacidade Instalada Total: 2015 – 2024 (em %)

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
16,2%	17,7%	19,1%	20,2%	20,9%	21,0%	21,0%	22,7%	24,4%	26,0%	27,3%

Fonte: Elaboração própria com base em MME e EPE, 2015.

Considerando este cenário de crescente importância dos recursos alternativos, faz-se necessário, então, estudar como se dará a evolução de cada fonte especificamente, apontando as principais considerações que norteiam suas expansões.

Iniciando a análise pela energia solar, pode-se constatar que esta ainda se caracteriza por apresentar uma evolução ainda bastante incipiente. Por exemplo, apenas em anos recentes verifica-se a contratação desta fonte via mecanismo de leilão. Os projetos contratados nos leilões de 2014 e 2015 somam uma potência de apenas 2.652,8 MW. Neste sentido, a possibilidade de enquadramento como mini ou microgeração distribuída, através da promulgação da Resolução Normativa nº 482 de 2012, consiste em um vetor fundamental de desenvolvimento para esta fonte (MME; EPE, 2015).

No entanto, a expectativa é de crescimento da participação dessa fonte na capacidade instalada do SIN. De acordo com o PDE 2024 (MME; EPE, 2015), projeta-se uma capacidade instalada de 7 GW ao final de 2024. Em função do tratamento regulatório oferecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), espera-se que a expansão da solar fotovoltaica ocorra essencialmente em termos de microgeração. A estimativa é que a geração solar distribuída responda por algo entre 1 e 2,5 % da carga até 2030. Dentre os prós e os contras associados ao desenvolvimento dessa fonte, o Dantas (2016) destaca que:

“A energia solar fotovoltaica possui uma característica que torna sua inserção desejável no sistema elétrico brasileiro: é o caráter complementar em relação à energia eólica, sendo relevante o fato de que os potenciais de geração eólica e de geração solar possuem concentração relativamente coincidente, destacando-se as potencialidades da Região Nordeste. Logo, a exploração conjunta destas fontes é uma estratégia pertinente para o atendimento da carga da Região Nordeste. De todo modo, embora contribua para o equilíbrio energético do sistema, é importante enfatizar que a energia solar fotovoltaica também é caracterizada pela natureza intermitente. Desta forma, sua difusão acaba por aumentar a possibilidade de um déficit de potência no sistema” (Dantas, 2016, p. 18).

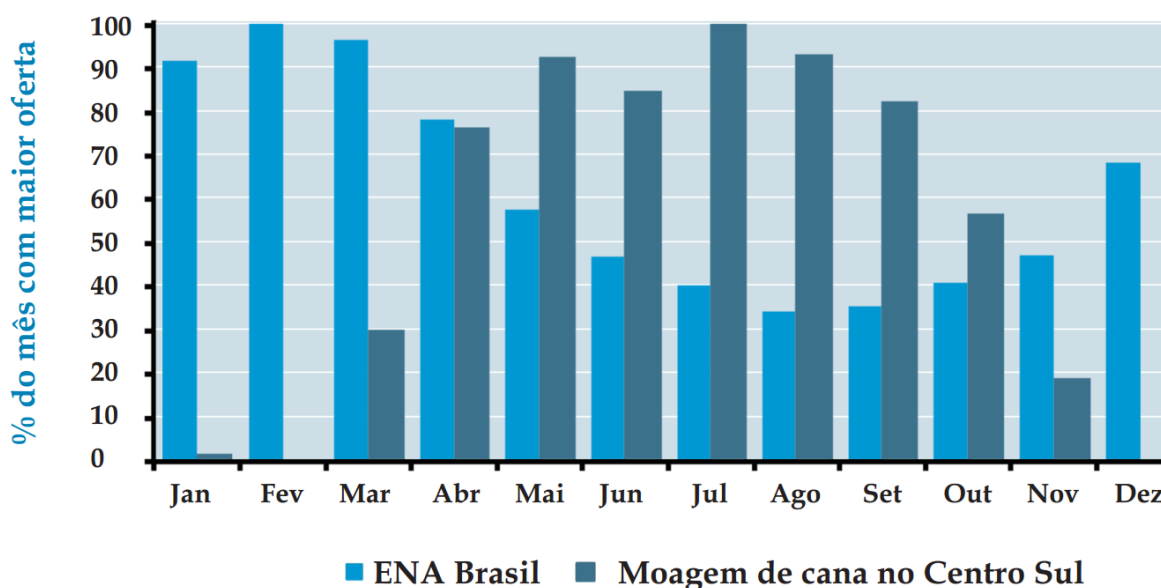
Dentre as fontes ditas alternativas, a que apresenta maior participação na composição atual da matriz elétrica é a biomassa. A título de exemplo, conforme já mencionado, as térmicas movidas a biomassa responderam por 8,15% do total ofertado (EPE, 2016a). De acordo com dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL (2017a), a biomassa possui atualmente pouco mais de 14.000 MW, ou seja, levemente superior à potência total de Itaipu.

Mais especificamente, destacam-se os empreendimentos que utilizam resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar (etanol e açúcar), sobretudo o bagaço. Conforme assinalam Castro et al. (2010, p. 17), a eletricidade oriunda das usinas sucroenergéticas é, por definição, “um processo eficiente e sustentável em termos ambientais por se tratar de uma produção de energia a partir da biomassa residual da produção de etanol e de açúcar utilizando o processo de cogeração”. A capacidade instalada desses empreendimentos responde por aproximadamente 75% do total da potência da biomassa (UNICA, 2017). Em termos de geração, entre janeiro e novembro de 2016, a biomassa da cana-de-açúcar respondeu por 90% do total ofertado pelas usinas movidas a biomassa.

O potencial de geração a partir da cana-de-açúcar está localizado majoritariamente nos estados de São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Paraná, ou seja, tal como as PCHs, próximo aos maiores centros de carga. Estes empreendimentos apresentam ainda outra grande vantagem. Como as principais usinas canavieiras encontram-se localizadas nas regiões Sudeste

e Centro-oeste, com a safra acontecendo entre os meses de abril/maio e novembro, há grande complementaridade com o regime hidrológico da região Centro-Sul, onde está concentrada a maior parte dos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas. Isto significa que o grosso de sua geração se dá em no período de baixa afluência dessas usinas, contribuindo, dessa forma, para amenizar o processo de deplecionamento dos reservatórios dessa região. O Gráfico 5 ilustra a complementaridade existente entre a Energia Natural Afluyente (ENA) e moagem de cana na região Centro-Sul, ambos para o ano de 2008.

Gráfico 5 - Safra da Cana e Energia Natural Afluyente (% mês com maior oferta) – 2008



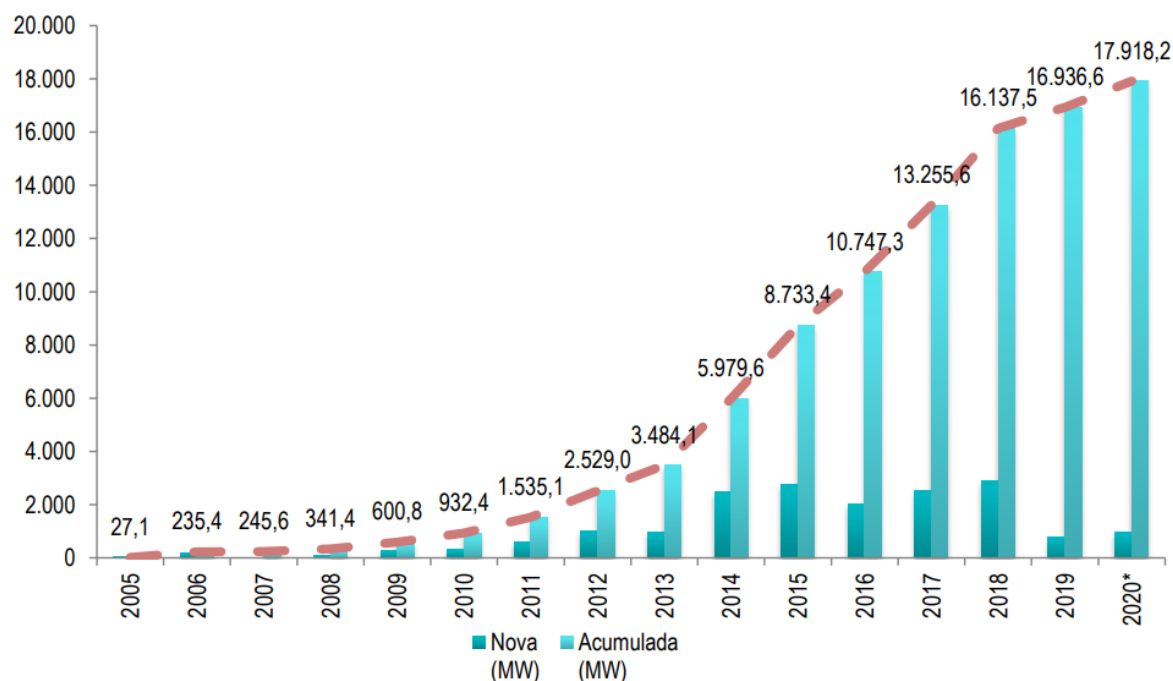
Fonte: Castro et al., 2010.

No entanto, apesar do potencial técnico de produção de energia para o SIN ser da ordem de 7 GWmed¹³, deve-se ressaltar que os investimentos necessários para o desenvolvimento dessa fonte estão sujeitos à volatilidade do setor sucroalcooleiro. Isto significa que, dependendo das condições verificadas no setor industrial de produção de etanol e de açúcar, poderá haver um desestímulo à ampliação da capacidade de geração da biomassa canavieira.

¹³ Considerando o aproveitamento ótimo do bagaço de cana.

Apesar de a participação da energia eólica ainda ser menor do que a verificada para a biomassa, tanto em termos de capacidade instalada, quanto de geração, esta fonte se destaca por atrair a maior parte dos investimentos em projetos de geração dos últimos anos. Como decorrência, a capacidade instalada eólica passou de pouco menos de 1.000 MW, no ano de 2010, para aproximadamente 10.500 MW, em junho de 2017 (EPE, 2016b; ANEEL, 2017a). Além do histórico recente positivo, a fonte eólica também se sobressai em termos da expansão prospectada pelo planejamento para os próximos anos. De acordo com o PDE 2024 (EPE, 2015), espera-se que a potência total das fazendas eólicas some 24 GW ao final de 2024, assumindo a segunda posição em termos de capacidade instalada, atrás apenas da hídrica convencional. O Gráfico 6 ilustra a trajetória de expansão da fonte eólica.

Gráfico 6 – Evolução da Capacidade Instalada Nova e Acumulada: 2005 – 2020 (em MW)



Fonte: ABEEÓLICA, 2017.

As contratações dos últimos anos demonstram que os empreendimentos eólicos atingiram preços bastante competitivos. Além disso, esta forte expansão tem ajudado a impulsionar a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para o atendimento deste mercado. Dessa

forma, conforme salientam o MME e a EPE (2015, p. 91), “esta fonte, ainda com grande potencial a ser explorado, se consolida como um dos principais componentes para a expansão da matriz de energia elétrica do Brasil”.

É interessante notar que o potencial eólico brasileiro está bastante concentrado na região Nordeste. De acordo com dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE; ZACK; SÁ, 2001), esta região responde por mais da metade da capacidade brasileira, que é estimada em 143,5 GW¹⁴ (ou 272,2 TWh/ano em termos de geração). Tal potencial se origina, sobretudo, pela intensidade e regularidade que os ventos dessa região apresentam. Neste sentido, é compreensível que a maior parte dos projetos contratados se localizem na região Nordeste do país, conforme se verifica na Tabela 3 para os anos 2009 a 2015.

Tabela 3 - Contratação de Projetos Eólicos por Subsistema: 2009 - 2015

Subsistema	Nº de Projetos	Potência (MW)	Garantia Física (Mwmed)
Nordeste	505	13.065,80	6.158,60
Sul	85	1.810,90	740,30
Norte	10	297,60	140,20
Total	600	15.174,30	7.039,10

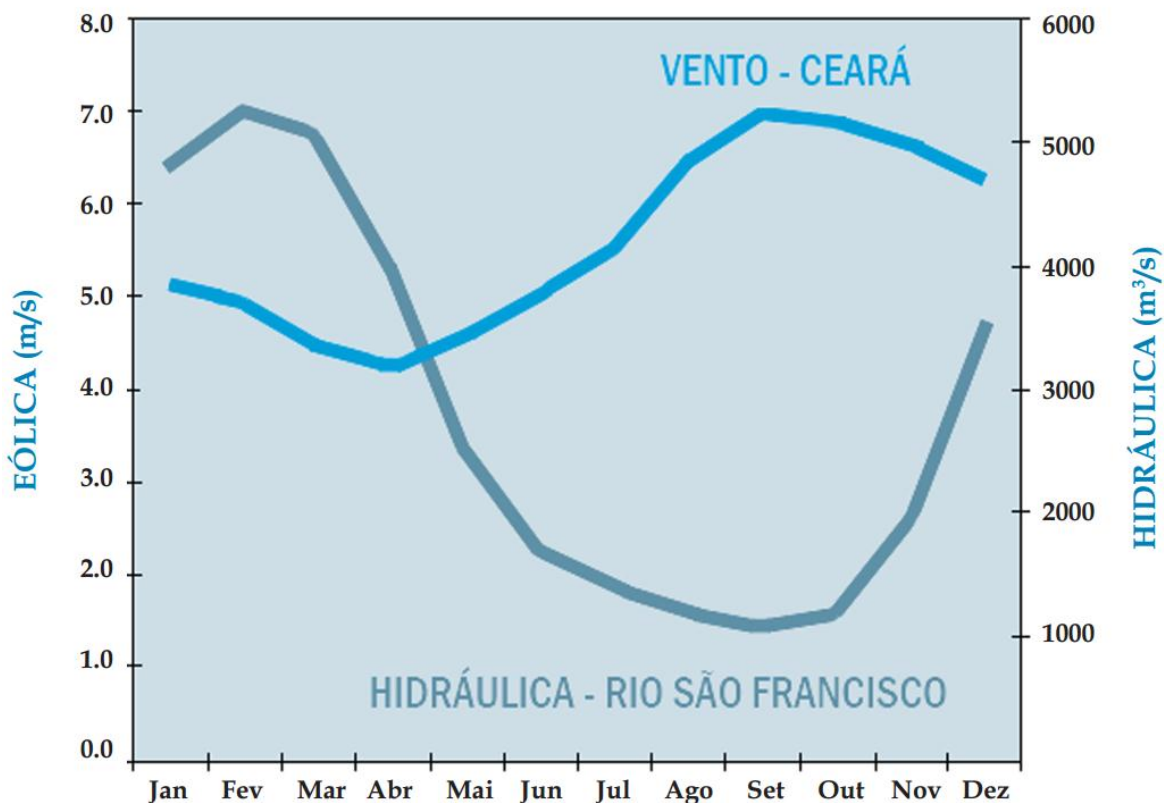
Fonte: Dantas, 2016 (apud CCEE, 2017).

Uma característica bastante interessante do potencial eólico brasileiro é que, assim como a bioeletricidade oriunda da indústria sucroenergética, a sazonalidade dos recursos eólicos é intrinsecamente complementar ao regime hídrico brasileiro. Principalmente na região Nordeste, os ventos são mais intensos e regulares justamente no período seco do ano, entre os meses de junho e novembro (CASTRO et al., 2010). O Gráfico 7 fornece um exemplo de

¹⁴ Considerando torres de até 50 m de altura. Com a expansão do setor, boa parte dos estados brasileiros está revendo o seu potencial, agora para torres de 120 m ou mais. Há a previsão de que o potencial chegue a 350 GW (MME, 2016).

complementaridade entre a energia hídrica e a eólica, comparando o regime hídrico do rio São Francisco com os ventos do estado do Ceará.

Gráfico 7 – Exemplo de Complementaridade entre Energia Hídrica e Eólica



Fonte: Castro et al., 2010.

Nestes termos, pode-se concluir, do mesmo modo que para a biomassa, que a inserção em larga escala da energia eólica no SEB contribuirá de forma positiva para conter o deplecionamento dos reservatórios, isto é, diminuindo a intensidade de utilização da água (energia) desses armazenamentos no período de seca. Porém, embora esta complementariedade contribua para o equilíbrio energético, deve-se enfatizar que a energia eólica é uma fonte intermitente. Isto significa que sua inserção implica em maiores dificuldades, por questões de ordem técnica, à operação do sistema. Além disso, acaba por acentuar o problema do atendimento da ponta do sistema. Soma-se à intermitência o fato de parques eólicos, de forma geral, estarem distantes

dos centros de carga, ou seja, implicam na necessidade de se investir em reforços na rede de transmissão. Nota-se, portanto, que essas dificuldades e restrições devem ser incorporadas na análise de competitividade dos projetos, apesar dos benefícios associados.

Pode-se mencionar, ainda, o papel das pequenas centrais hidroelétricas (PCH)¹⁵ no SEB. Trata-se de uma tecnologia já em fase madura e com custos unitários de produção estáveis. Entretanto, apesar dos benefícios associados à exploração desse recurso, esta fonte não tem se mostrado muito competitiva. Isto ocorre, principalmente, por questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental e pelo preço da construção civil. Como resultado, observa-se que os leilões realizados ao longo do ano de 2014 contrataram apenas 45 MW de potência instalada de PCHs (MME; EPE, 2015). Contudo, estimular a expansão desse recurso pode ser bastante interessante em termos estratégicos para o sistema. Um primeiro benefício direto está relacionado ao fato de as PCHs serem uma fonte de geração distribuída, ou seja, permitem que haja relativa proximidade entre as usinas geradoras e os grandes centros de carga. Mas, além disso, as PCHs apresentam outra interessante característica: de modo geral, são relativamente controláveis. Isto significa que podem ser utilizadas para atendimento da ponta, com adicional de serem limpas e eficientes.

A título de conclusão desta seção, pode-se assinalar que a análise da expansão das fontes renováveis indica para a crescente participação de geração não controlável no sistema elétrico brasileiro, como decorrência da redução da capacidade de regularização das usinas hidroelétricas, bem como pela maior presença de fontes alternativas de geração intermitentes. Portanto, é notória a necessidade de mecanismos que permitam com que essas novas características do parque gerador brasileiro não comprometam a segurança do suprimento,

¹⁵ De acordo com definição da ANEEL, as pequenas centrais hidroelétricas são empreendimentos destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área de reservatório de até 13 km² (ANEEL, 2015a)

especialmente no que diz respeito ao atendimento da ponta em períodos de baixa afluência. Neste sentido, será cada vez mais necessária a presença de novas fontes geradoras com energia controlável, papel este que terá que ser desempenhado pela geração térmica movida a combustíveis fósseis.

2.3. A Importância das Termoelétricas

Conforme exposto nas seções anteriores, há uma contínua redução da capacidade do sistema hídrico em regularizar a disponibilidade de energia. Com intuito de preservar a segurança do abastecimento, a diversificação da matriz se faz absolutamente necessária. Mais especificamente, pode-se afirmar que será imprescindível a presença de um robusto parque de usinas termoelétricas - movidas a combustíveis fósseis - por dois motivos principais:

- i. Necessidade de contratação de térmicas que sejam capazes de operar na base
- ii. Necessidade de geração controlável adequada para operação na ponta do sistema.

A operação de térmicas atuando na base permite que haja um enchimento mais rápido dos reservatórios das usinas hídricas em períodos úmidos, além de conduzir a um deplecionamento mais lento desses reservatórios nos meses de baixa afluência. Por outro lado, é importante para o sistema possuir térmicas de partida rápida específicas para reforçar o atendimento da ponta.

Nesse sentido, de acordo com classificação de Castro, Brandão e Dantas (2010, p. 14), o parque térmico brasileiro pode ser dividido em usinas de dois tipos, conforme se segue:

- i. Térmicas inflexíveis: que, devido às suas características técnicas (cogeração, energia nuclear), ou em respeito às cláusulas *take-or-pay* em seus contratos de fornecimento de combustível, requerem uma operação com menor variação, sendo capazes e mais indicadas para operar de forma contínua na base.

- ii. Térmicas flexíveis: são usinas com caráter de despacho controlável, isto é, que podem ser solicitadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), quando necessário, para operação de ponta, sobretudo tendo em vista seus tempos relativamente baixos de partida e parada.

Considerado que as térmicas inflexíveis funcionam como fonte regular de energia, não estando sujeitas às incertezas do regime de chuvas, trata-se de uma fonte previsível de suprimento de energia. Por esta razão, essa classe de térmica permite uma operação de base, implicando em uma menor necessidade de se utilizar os reservatórios dos projetos de geração hídrica.

Em contrapartida, as térmicas flexíveis constituem uma reserva de energia. Ou seja, funcionam como uma espécie de *backup* do parque hídrico, concebido para atuar esporadicamente, em períodos de hidrologia desfavoráveis, ou seja, com elevado nível de ociosidade (ROMEIRO, 2015; DANTAS, 2016). Apesar desse caráter esporádico e eventual de seu despacho, sua contratação permite que o sistema atenda a uma carga maior. Isto é, quando a energia disponível das fontes naturais (incluindo o sistema hídrico) e das térmicas inflexíveis permite garantir a segurança do suprimento, as térmicas flexíveis não são despachadas. Deve-se ressaltar que, dependendo das condições hidrológicas, esse parque térmico flexível pode ficar longos períodos sem acionamento. Contudo, quando a energia total das fontes naturais e regulares não é suficiente, alterando o nível de segurança do fornecimento, as térmicas inflexíveis são, então, chamadas a operar. Desse modo, as térmicas flexíveis reforçam o balanço de energia apenas em cenários adversos. Conforme salientam Castro, Brandão e Dantas (2010, p. 14), “a este acréscimo de segurança também corresponde um aumento na capacidade de atendimento de carga pelo sistema e é este o fundamento para elas comercializem uma energia virtual, isto é, não correspondente à geração efetiva”.

Ao se analisar o exposto anteriormente, há em curso uma transição para um novo paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro. Esse novo paradigma acaba por exigir, conforme já apresentado, o despacho mais frequente de usinas termoelétricas, sobretudo no período seco, mesmo em anos de hidrologias normais. Contudo, em anos de afluência desfavorável, o emprego do parque térmico tende a ocorrer inclusive nas estações úmidas. Nesse sentido, a crise hidrológica de 2012 – 2015 é bastante ilustrativa e será abordada posteriormente.

Apesar da transição verificada, de uma matriz hídrica para uma matriz hidrotérmica, o sistema elétrico brasileiro permanecerá com predomínio da geração hidráulica. Pode-se afirmar que o sistema continuará exigindo a presença de térmicas flexíveis para compensar hidrologias desfavoráveis. No entanto, dado o cenário de redução da capacidade de regularização e de diminuição da participação das hidroelétricas na geração, faz-se necessário que parte do parque térmico assuma cada vez mais uma função de fonte regular, operando na base do sistema. Chama-se atenção, contudo, para o risco envolvido nesse processo: termoelétricas com custos variáveis elevados, adequados para operação esporádica, podem acabar assumindo papel da geração regular, ou seja, sendo despachados de forma frequente e contínua, acarretando em elevação dos custos de operação do sistema (DANTAS, 2016).

Apesar do exposto, Dantas (2016) aponta para a presença de grandes montantes de geração flexível no sistema. De acordo com dados do Banco de Informações da Geração (ANEEL, 2017a), a potência instalada total do parque térmico a combustíveis fósseis é de pouco mais de 27.000 MW. Merece ser destacado que as usinas térmicas despachadas ou programadas pelo ONS tinham disponibilidade efetiva de aproximadamente 15.000 MW, nos anos 2014/2015, sendo que apenas pouco mais de 1.000 MW eram classificadas como inflexíveis (DANTAS, 2016). A Tabela 4 apresenta a composição do parque térmico brasileiro por tipo de combustível para o mês de junho de 2017.

Tabela 4 – Capacidade Instalada do Parque Térmico por tipo de Combustível: Junho de 2016 (em MW)

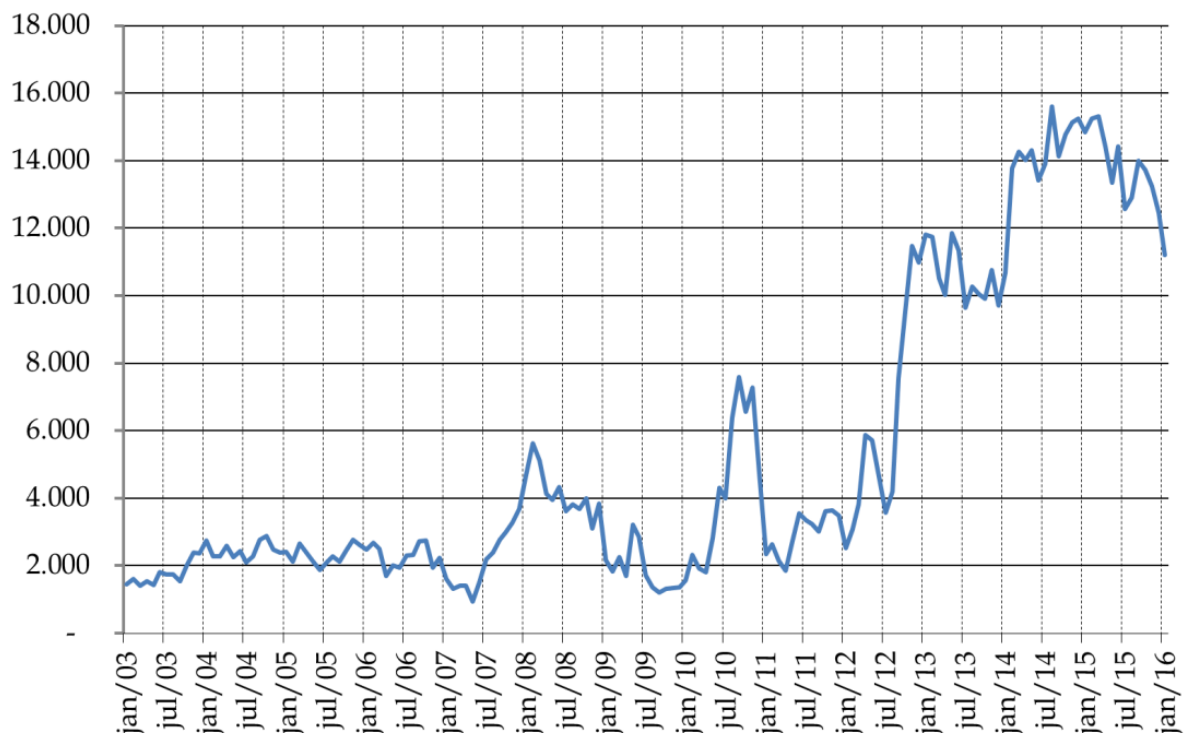
Combustível	Capacidade Instalada (MW)
Carvão mineral	3.804
Gás natural	13.018
Outros Fósseis	147
Petróleo	10.051
Total	27.021

Fonte: ANEEL, 2017a.

Examinando o planejamento estratégico do sistema (MME; EPE, 2015), é possível identificar essa mesma tendência no perfil de expansão das térmicas, isto é, uma maioria de projetos inteiramente flexíveis. Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia prevista no decênio 2015/2024, prevê-se uma expansão do parque gerador termelétrico em cerca de 10.500 MW até 2024. Destaca-se, no entanto, que a concretização dessa expansão está atrelada à disponibilidade de combustível a um preço competitivo para participação dos projetos nos futuros leilões de energia nova.

Conforme já mencionado, em anos de afluência desfavorável, há grande probabilidade de se despachar o parque térmico inclusive nas estações úmidas. Isto significa que muitas térmicas flexíveis acabam sendo chamadas a operar para reduzir a possibilidade de colapso no abastecimento. Neste sentido, a crise hídrica iniciada em finais de 2012 ilustra de forma clara o problema em questão, justamente por revelar um despacho contínuo e prolongado de todo o parque térmico. O Gráfico 8 fornece um retrato da geração térmica convencional entre os anos de 2003 e 2016, evidenciando os impactos da crise hídrica no despacho das térmicas.

Gráfico 8 - Geração Térmica Convencional: Janeiro de 2003 – Janeiro de 2016 (em MWmed)



Fonte: ONS, 2016.

Observando as informações contidas no Gráfico 8, depreende-se que, desde o início da crise hídrica, no último trimestre de 2012, o parque térmico saltou de uma geração de menos de 6.000 MWmed para um patamar acima de 10.000 MWmed, chegando, inclusive, a superar os 15.000 MWmed. Ressalta-se que nunca antes a geração térmica havia rompido a barreira de 8.000 MWmed. Como consequência desse cenário desfavorável, e sob o risco de falha no fornecimento, todo o parque térmico - contratado para atuar esporadicamente, em contratos por disponibilidade¹⁶ - foi acionado continuamente, chegando a atender quase 30% do total da carga em alguns momentos. De acordo com Romeiro (2015), a participação média do parque térmico no atendimento da carga, entre janeiro de 2000 e setembro de 2012, era de 9%. Após o início da crise, entre outubro de 2012 e março de 2015, essa participação alcançou uma média de 23%.

¹⁶ Esse mecanismo de contratação será devidamente explicado no capítulo 3 deste trabalho.

O uso intenso e prolongado das termoeletricas disponiveis era, nos cenários utilizados nos leilões que contrataram os empreendimentos atualmente em operação, um evento de baixa probabilidade. Entretanto, o que ocorreu nos últimos anos foi o despacho contínuo de todas as termoeletricas com custos variáveis baixos ou intermediários e o despacho por longos períodos de usinas com Custo Variável Unitário (CVU) elevado (CASTRO; HUBNER; BRANDÃO, 2014). Esse despacho acabou por explicitar algumas inadequações do modelo atual. Os problemas derivados destas inadequações vão desde questões operacionais e técnicas das plantas, o que resulta em custos adicionais aos empreendedores, até a materialização do risco financeiro inerente ao despacho contínuo deste parque para o sistema elétrico brasileiro. Estas questões serão analisadas com maior profundidade no capítulo 3.

Pode-se, então, concluir que, dado o cenário de transição da matriz elétrica brasileira, e as novas características operativas do sistema, como maior participação de fontes não controláveis, é imperativa a expansão do parque termoeletrico de combustíveis fósseis. Contudo, embora seja necessária a participação de térmicas flexíveis, sobretudo para atender a ponta em períodos de hidrologia desfavorável, é extremamente importante que o planejamento considere a expansão de usinas térmicas próprias para se operar na base, com características técnicas e econômicas adequadas para este fim. Ao encontro dessa conclusão, Dantas (2016, p. 27) contribui:

“Portanto, é importante contratar térmicas a gás natural e térmicas a carvão para operação de forma contínua, especialmente no período seco. Térmicas com vocação de base, não apenas são essenciais para a garantia da garantia do suprimento em uma base razoável de custos, como podem até mesmo contribuir com o equilíbrio no balanço de potência do sistema. Explica-se: ao gerarem na base, tais usinas térmicas criam condições mais propícias para usinas hidroelétricas modular a carga de forma a atender a ponta. Não obstante, a geração térmica na base durante o período seco torna o ritmo de deplecionamento dos reservatórios mais lento e, desta forma, minimiza o problema da perda de potência do parque hidroelétrico derivado da redução da altura das quedas” (DANTAS, 2016, p. 27).

Nesse sentido, pode-se constatar no PDE 2024 (MME; EPE, 2015) a indicação da necessidade de contratação de projetos de geração controláveis, incluindo a participação das térmicas como fontes regulares de energia. Porém, ressalta-se que o plano tem apenas caráter indicativo, isto é, o resultado efetivo da expansão do sistema é decorrente dos processos licitatórios. Assim, não basta apenas o reconhecimento e indicação da necessidade de plantas térmicas com características técnicas e econômicas adequadas. Demanda-se, portanto, um arcabouço regulatório, comercial e contratual que possibilite uma expansão do sistema compatível com suas necessidades, tema que será mais profundamente abordado no próximo capítulo.

3. HISTÓRICO DO ARCABOUÇO REGULATÓRIO DE CONTRATAÇÃO DE USINAS TERMOELÉTRICAS E ANÁLISE DOS PROBLEMAS DECORRENTES DO NOVO MARCO REGULATÓRIO

Diante do cenário de despacho contínuo e prolongado de todo o parque térmico ao longo da crise hídrica de 2012 a 2016, algumas inadequações do modelo atual de contratação de termoeletricas se tornaram evidentes, tanto relacionadas a questões operacionais e técnicas das próprias plantas, como associadas a um elevado risco financeiro inerente ao despacho contínuo deste parque para o sistema elétrico brasileiro.

Neste sentido, torna-se relevante o exame do arcabouço regulatório vigente para se compreender as reais causas desse fenômeno. Para tanto, inicialmente será realizado um breve histórico do arcabouço de contratação das usinas termoeletricas. Esta análise está estruturada em três períodos distintos, correspondentes aos modelos de contratação, com foco analítico sobre o terceiro período, referente ao Novo Modelo do SEB, em função das implicações nas obrigações dos empreendimentos termoeletricos. Posteriormente, a seção 3.2 traz uma discussão acerca dos problemas decorrentes do descasamento entre as obrigações contratuais e a realidade operacional das usinas, objetivando analisar e discutir os problemas conjunturais enfrentados pelas usinas termoeletricas relacionadas direta e indiretamente com a crise hidrológica ocorrida entre finais de 2012 e o ano de 2015.

3.1. Histórico do Arcabouço Regulatório de Contratação de Usinas Termoeletricas

Desde a década de 1950, percebe-se uma evolução do arcabouço regulatório brasileiro para contratação de usinas termoeletricas. Pode-se dividir a análise desta evolução em três períodos distintos, quais sejam:

- i. Da década de 1950 até 1998: com predomínio das empresas estatais com atribuições sobre a expansão do sistema elétrico brasileiro;

- ii. Entre 1998 e 2004: introdução da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), abrindo a possibilidade de contratação de longo prazo de usinas termelétricas mediante celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia;
- iii. A partir de 2004: instituição do Novo Modelo do Setor Elétrico, com a criação de dois ambientes de contratação de energia - o Ambiente de Contratação Livre e o Ambiente de Contratação Regulada –, os Leilões de Energia e os contratos por disponibilidade.

Nesse sentido, a presente seção se divide em três partes, correspondentes aos períodos supracitados, destacando-se que o foco analítico será dado sobre o terceiro período, referente ao Novo Modelo do SEB, em função das implicações nas obrigações dos empreendimentos termoeletricos, abordadas posteriormente.

3.1.1. Anos 1950 - 1998: Exploração por Empresas Estatais

De forma geral, é possível agrupar o período entre 1950 e 1998 em termos do modelo de contratação dos projetos de geração termoeletrica prevalecente nesse período. Ao longo desses anos, o SEB ainda estava estruturado de forma verticalizada, com as usinas térmicas integradas às empresas estatais. Ficava a cargo dessas empresas a implantação dos projetos térmicos, com os custos desse processo – construção e operação - repassados às tarifas dos consumidores finais (BRANDÃO; GOMES, 2016).

Conforme analisado no capítulo 2, o desenvolvimento do SEB foi fortemente centrado em usinas hidroelétricas. Assim, verifica-se que a capacidade instalada das usinas termoeletricas implantadas até a década de 1970 respondia por cerca de 20% do total (MME, 2017). No entanto, apesar da reduzida capacidade instalada, e a consequente baixa participação na geração de eletricidade nesse período, a operação das plantas termoeletricas se dava em virtude de necessidades do sistema ou por interesse nacional. Como os custos de operação de usinas

térmicas são maiores do que os observados para as centrais hidroelétricas, havia necessidade de se partilhar tais custos entre as concessionárias.

Nesse sentido, a promulgação da Lei nº 5.899 de 1973 instituiu a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), prevendo o uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes, de tal modo que os ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis fossem rateados, através da CCC, entre todas as empresas concessionárias do sistema (BRASIL, 1973). Tratava-se, portanto de uma conta de compensação. Dessa forma, conforme conclui Brandão e Gomes (2016), a CCC fora criada como política energética voltada para o incentivo à geração termoeétrica, com objetivo de garantir segurança no suprimento de energia elétrica, tendo em vista a necessidade de se complementar a geração hídrica.

Esse esquema de contratação permaneceu estável até o final da década de 1990. Em 1998, já no governo de Fernando Henrique Cardoso, deu-se início uma fase de transição entre o regime de remuneração garantida dos geradores e o da comercialização por conta e risco do agente produtor, através da promulgação da Lei nº 9648/98. Como consequência da referida lei, foram celebrados os primeiros contratos entre geradores e concessionárias de distribuição. A ideia era reduzir gradativamente os montantes pertencentes às distribuidoras, de tal modo que, em algum momento, os geradores pudessem comercializar energia livremente assumindo os riscos envolvidos no negócio.

Tratava-se do início do processo de liberalização do segmento brasileiro de geração de energia elétrica. Ainda neste contexto, a Lei nº 9.648/98 buscou dar fim ao benefício da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para novas usinas de geração térmica. Para tanto, extinguiu-se o benefício da CCC para termoeletricas que iniciassem sua operação a partir de fevereiro de 1998 (BRASIL, 1998).

Em resumo, desde a década de 1950 até finais da década de 1990, mais especificamente com a promulgação da Lei nº 9.648/1998, as usinas termoeletricas foram construídas e operadas por empresas estatais (concessionárias de distribuição), em um modelo de subsídio de combustível e repasse total dos custos de geração para a tarifa. Destaca-se que algumas importantes usinas construídas nesse período ainda se encontram em operação, usufruindo do subsídio dos custos de combustível (BRANDÃO; GOMES, 2016). Cita-se, por exemplo, as unidades de geração de Jorge Lacerda A, B e C, Figueira, Presidente Médici A e B e São Jerônimo, todas movidas a carvão mineral, totalizando 1.343 MW de potência, de acordo com dados disponíveis no Banco de Informações da ANEEL (2017a).

3.1.2. 1998 - 2004: Contratos Bilaterais entre Geradores e Concessionárias de Distribuição

O exame das reformas no arcabouço regulatório de contratação do final do século XX passa necessariamente pela compreensão do contexto neoliberal pelo qual o Brasil e o mundo passavam. Diante de um cenário macroeconômico instável em que se encontrava o SEB, o Governo Federal passou a estudar medidas que pudessem atrair investimentos privados, acompanhando uma tendência neoliberal observada em diversos países que apostavam na reestruturação de seus setores de infraestrutura. Conforme constata Joskow (1996), durante as décadas de 1980 e 1990, vários países desenvolvidos e em desenvolvimento promoveram reestruturações buscando melhorar o desempenho no setor de energia elétrica. De forma geral, as principais medidas adotadas estavam voltadas à privatização, reestruturação e reforma regulatória, desverticalização dos segmentos, criação de mercados atacadistas, órgãos reguladores e operadores independentes.

De forma condizente com o movimento neoliberal observado no mundo, no princípio da década de 1990, iniciou-se no Brasil uma discussão acerca de uma reformulação do SEB, materializada no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). De acordo com Florezi (2009), dentre os objetivos do Projeto RE-SEB estavam:

- i. Assegurar a oferta de energia elétrica;
- ii. Estimular o investimento no SEB;
- iii. Fortalecer o órgão regulador;
- iv. Reduzir os riscos para os investidores;
- v. Maximizar a competição; e
- vi. Assegurar a expansão hidroelétrica.

Como consequência do Projeto RE-SEB, Losekann (2003, p. 151) assinala que “foi desenhado um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, definindo os papéis das instituições e a nova estrutura industrial”. Através das discussões estabelecidas nesse projeto, identificou-se a necessidade da desverticalização das empresas de energia elétrica e da promoção da competição nos segmentos de geração e comercialização. Por outro lado, os entendimentos desse trabalho apontavam para a manutenção da regulação nos segmentos de distribuição e transmissão, tendo em vista que estes são considerados monopólio natural (FLOREZI, 2009).

O Projeto RE-SEB culminou com a publicação da Lei nº 9.648, em maio de 1998, que modificou dispositivos de diversas leis setoriais esparsas e propiciou o início da desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Pode-se afirmar que esta lei introduziu o princípio da competição setorial, introduzindo um novo regime com contratos celebrados de forma bilateral entre os PIEs e as concessionárias de distribuição (MACHADO MEYER, 2007). De acordo com redação da referida lei, passou a ser

de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados (BRASIL, 1998).

Tendo em vista este ambiente de maior liberdade de negociação, novas atribuições foram delegadas à ANEEL, fundada no ano de 1996. O Poder Concedente, na figura da própria Agência, passou a deter o direito de intervir nos contratos bilaterais celebrados entre os PIEs e as concessionárias de distribuição podendo, por exemplo, alterar seu preço ou até mesmo reprovar a homologação dos contratos. Além disso, coube à ANEEL regular os repasses da compra de energia por parte das distribuidoras aos consumidores, com objetivo de atender a modicidade tarifária e proteger os consumidores. Tratava-se do estabelecimento de um limite para os repasses, de tal modo que os custos da energia transacionada em contratos bilaterais não fossem mais repassados aos consumidores de forma automática. Os valores praticados passaram a sofrer ação de um mecanismo específico, que buscava definir o montante que seria assumido pelos consumidores da distribuidora, denominado Valor Normativo.

No entanto, a aplicação do Valor Normativo não se mostrava eficiente na função de estimular a diversificação da matriz, conforme assinala Brandão e Gomes:

“A instituição do mecanismo do Valor Normativo único, em conjunto com a extinção da CCC no sistema interligado para usinas entrando em operação após 1998, não induzia a expansão termelétrica. Isto porque o custo de implantação e operação das usinas termelétricas tendia a ser maior do que o repasse para os consumidores finais, causando prejuízo às distribuidoras que eventualmente celebrassem contratos com agentes termelétricos” (2016b, p. 12).

Nesse sentido, no ano de 1999, a Agência Reguladora buscou introduzir aperfeiçoamentos no mecanismo, explicitando forte preocupação com o estímulo à expansão da oferta de eletricidade. Uma das alterações foi a estipulação de diferentes Valores Normativos, de acordo com a fonte de energia, servindo de base para o repasse dos custos efetivos à concessionária de distribuição. Ou seja, na prática, o Valor Normativo deixava de ser um mecanismo puramente

de proteção ao consumidor - visando a modicidade tarifária -, passando para uma ferramenta mais ampla de regulação do contrato bilateral entre os PIEs e a distribuidora. Passou a funcionar também como um mecanismo de política energética, tendo em vista a possibilidade de aplicação de diferentes Valores Normativos para cada tipo de fonte (BRANDÃO; GOMES, 2016).

A busca por formas alternativas de produção de energia elétrica, que não as fontes hidrelétricas, era uma das preocupações do governo, tendo em vista a alta dependência das condições hidrológicas. Nesse contexto, discutia-se o papel das usinas termelétricas movidas a gás natural em complementação à geração hidroelétrica e, em fevereiro de 2000, o Ministério de Minas e Energia (MME) deu início ao Programa Prioritário de Termelétricidade. Este programa previa uma série de incentivos aos PIEs para produzir eletricidade por meio da queima de gás natural. De acordo com Machado Meyer (2007), dentre as vantagens do programa estavam:

- i. A garantia de suprimento pela Petrobras pelo prazo de até vinte anos para novos empreendimentos;
- ii. A garantia de repasse pela distribuidora do custo da energia para a tarifa cobrada dos consumidores finais por meio do Valor Normativo; e
- iii. O acesso a financiamentos concedidos pelo BNDES.

Posteriormente, usinas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade passaram a obter garantia de preço e certas condições econômicas favoráveis, particularmente para o gás natural.

Apesar da introdução do Programa Prioritário de Termelétricidade, e de outras medidas adotadas pela percepção de uma iminente crise energética, os investimentos efetivados nesses anos não foram suficientes para atender às necessidades do país, culminando na crise do racionamento de 2001. Mais especificamente, Machado Meyer (2007) aponta que, apesar do visível insucesso no cumprimento das metas originais do programa, o setor continuava a contar

com os megawatts previstos pelas novas plantas termoelétricas, projeção que não jamais se concretizou. Assim, a ocorrência da crise pode ser atribuída à falta de planejamento do setor, bem como ao modelo de estruturação do SEB, fundamentado na privatização de ativos públicos, implementado ao longo da década de 1990, responsável pela insuficiência de investimentos necessários no setor elétrico, tanto na geração, quanto na transmissão de energia (CASTRO et al., 2014; CASTRO; ROSENTAL, 2016).

Destaca-se, no entanto, que somente em maio de 2001 a crise de energia elétrica foi oficialmente reconhecida, através da edição da Medida Provisória nº 2.147. Foi por meio dessa medida que se instalou a Câmara de Gestão da Crise de Energia, que tinha como finalidade específica administrar programas de ajuste da demanda energética, aumentar a oferta de energia elétrica e implementar medidas de caráter emergencial para contornar a crise no abastecimento pela qual o país passava. Na prática, as ações autorizavam outras usinas, além daquelas já contempladas no Programa Prioritário de Termelétricidade, a usufruir das vantagens concedidas pelo programa.

Portanto, pode-se concluir que o Programa Prioritário de Termelétricidade foi o fio condutor da expansão das usinas termoelétricas entre os anos 2000 e 2002. De forma mais ampla, é possível constatar que o modelo comercial adotado entre os anos 1998 e 2003 foi, sobretudo, o de viabilização de projetos termoelétricos através da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica entre os PIEs e as concessionárias de distribuição. Ressalta-se que os contratos firmados entre os agentes eram normalmente de longo prazo (vinte anos) e contavam, na grande maioria dos projetos, com preço do gás natural instituído pelo governo federal (BRANDÃO; GOMES, 2016). Como consequência, ao longo do período analisado, foram contratadas diversas usinas termelétricas, principalmente de unidades movidas a gás

natural, tais como as plantas de geração Norte Fluminense (826 MW), Termoceará (220 MW), Termopernambuco (523 MW), dentre outras (ANEEL, 2017a).

3.1.3. A partir de 2004: Contratação de Usinas Termelétricas via Leilões de Energia através de Contratos por Disponibilidade

A reforma liberalizante adotada no final do século XX falhou em promover os investimentos necessários para garantir a expansão da oferta de eletricidade, resultando, no ano de 2001, no maior racionamento de energia elétrica da história do Brasil. Nesse processo, conforme assinalam Castro et al. (2014), o governo partiu do errôneo pressuposto de que, sendo a geração uma atividade potencialmente competitiva, os mecanismos de mercado seriam suficientes para garantir a expansão do sistema.

Na prática, a procura pela contratação de energia de longo prazo de forma desregulada foi pequena. Assim, os projetos contratados antes da reforma de 2004 eram, em geral, firmados nas bases da garantia de repasse da compra de energia à tarifa do consumidor cativo ou se tratavam de empreendimentos de autoprodução.

Em função das características que o SEB apresentava, como a predominância da geração hídrica e Custo Marginal de Operação (CMO) com tendência a valores extremos, é possível compreender a falta de interesse na realização de novos projetos. Nesse sentido, destacam Castro et al. (2014, p. 53): “não havia sinal econômico para a contratação de longo prazo, nem para geradores nem para consumidores”. Para os autores, o suporte regulatório não era suficiente, pois não garantia uma previsibilidade de receitas para o projeto de geração. Os consumidores não possuíam incentivos para assumir compromissos de compra que fossem compatíveis com os prazos associados aos investimentos em novos projetos de geração. Nesses termos, com a ausência de contratos de longo prazo, o mercado de curto prazo não era capaz de

induzir os investimentos em novos projetos, já que se caracteriza por possuir fortes variações de preço.

Nesse contexto conturbado do setor elétrico, no ano de 2003, o novo governo inicia estudos e debates para uma reforma substancial e estrutural do SEB. Em meados de 2003, o Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou as propostas de aperfeiçoamento do modelo e, após amplo debate com os agentes do setor, no final de 2003 foi finalizado o novo Modelo Institucional do Setor Elétrico (CUBEROS, 2008).

Na visão de Leite (2007, p. 878, apud Magalhães, 2009, p. 24), as propostas apresentadas pelo documento não consistiam apenas em aprimoramentos do modelo institucional vigente, mas sim na redefinição do mesmo, haja vista as divergências entre a visão do governo anterior, de cunho mais liberal, e o novo governo, confiante na ação estatal. De fato, como aponta Silva (2010), a Lei nº 10.848 de 2004 alterou significativamente o marco regulatório do SEB, com objetivo principal de criar um ambiente de estímulo à contratação de energia elétrica de longo prazo que fosse capaz de viabilizar e estimular novos projetos de geração.

O novo modelo foi concebido com base em quatro premissas/objetivos principais, de acordo com Florezi (2009):

- i. Promover a modicidade tarifária;
- ii. Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- iii. Assegurar a estabilidade do marco regulatório; e
- iv. Promover a inserção social no SEB, principalmente pelos programas de universalização do atendimento.

Magalhães (2009) apresenta os pilares que nortearam a reforma:

- i. A criação de ambientes separados para atividades de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- ii. A proibição de venda de energia elétrica por distribuidora e consumidores livres a preços negociados e o aprimoramento da obrigatoriedade de compra de energia elétrica por meio de leilões no ACR;
- iii. A possibilidade de outorga da concessão/autorização para exploração da geração conjuntamente com a venda de energia elétrica às distribuidoras no ACR, mediante celebração de contratos de longo prazo;
- iv. A alteração de regras de governança setorial, com o reforço das competências do Poder Executivo e do Poder Concedente no SEB, em especial para outorgar concessões, permissões e autorizações e realizar o planejamento centralizado;
- v. A criação de instituições técnicas especializadas com finalidade de contribuir para o planejamento setorial: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);
- vi. A criação de instituição específica para tratar das funções relativas à comercialização no SIN, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Cabe à CCEE fazer o registro dos contratos de energia e contabilizar e liquidar financeiramente as diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente produzida ou consumida.

Dentre as diversas modificações introduzidas pela Lei nº 10.848/04, será concedido maior foco analítico àquelas que se relacionam com a reformulação do modelo de comercialização de energia elétrica no atacado, tendo em vista o escopo do trabalho.

Observando os pilares apresentados, destaca-se, com a implementação da referida lei, que as concessionárias de distribuição passaram a ter obrigatoriedade de garantir a totalidade de seu mercado por meio da contratação regulada. Buscou-se conceder maior previsibilidade à

expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica, justamente um dos gargalos observados no modelo institucional anterior e causa central da crise de 2001. Resguardando o objetivo da modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras por meio de leilões.

Mais especificamente, a compra das distribuidoras para atender aos consumidores cativos passa a ocorrer no ACR. A contratação neste ambiente de mercado é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre os agentes vendedores – agentes de geração, comercialização ou importação, que sejam habilitados para este fim – e as concessionárias de distribuição que participam dos leilões de compra e venda de energia (SILVA, 2010). Por outro lado, no ambiente de mercado do ACL, há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais, importadores e exportadores de energia elétrica. Os acordos de compra e venda de energia são pactuados através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), que são contratos negociados livremente entre duas partes e firmados entre os agentes, sem a participação da ANEEL ou da CCEE (CUBEROS, 2008).

Magalhães (2009) e Castro et al. (2014) examinam o funcionamento do mecanismo dos leilões. Segundo os autores, as outorgas de concessão são organizadas periodicamente pelo MME, pautadas nas necessidades estimadas apresentadas pelas distribuidoras para os próximos três e cinco anos com base em projeções de seus mercados. As demandas estimadas devem ser atendidas por meio dos Leilões de Energia Nova, nas modalidades A-3 (entrada em operação em até três anos) e A-5 (entrada em operação em até cinco anos). Os agentes investidores se inscrevem nos leilões de geração e disputam os contratos em um sistema reverso, com vitória daquele que apresentar o menor preço por unidade gerada, tendo como parâmetro superior um

preço-teto definido pela EPE¹⁷. Ressalta-se que as concessionárias de distribuição não possuem gerência sobre a contratação da energia nos leilões, mas, em contrapartida, possuem o direito de repassar o custo dessa energia aos consumidores, caso realizem de forma eficiente suas declarações de demanda para os leilões (BRANDÃO; GOMES, 2016).

Os Leilões de Energia Nova são destinados a empreendedores dispostos a construir novas plantas de geração e obter contratos de fornecimento de energia elétrica de longo prazo, podendo variar entre 15 a 30 anos, dependendo da fonte¹⁸. De acordo com o planejamento estratégico, o governo pode optar por realizar as licitações de energia nova direcionadas para a contratação de determinadas fontes ou projetos, como se observa nos Leilões de Fontes Alternativas – para energias alternativas - ou nos Leilões Estruturantes - para projetos hídricos de grande porte considerados estratégicos (MAGALHÃES, 2009; CASTRO et al., 2014). É importante destacar que os empreendimentos vitoriosos dos Leilões de Energia Nova recebem contratos de longo prazo capazes de viabilizar economicamente seus projetos, além de servir de garantia para a obtenção de financiamento junto ao BNDES para a construção dos projetos.

Há, ainda, outras modalidades de leilões, denominados Leilões de Energia Existentes e Leilões de Ajuste. A primeira modalidade é destinada aos geradores que possuam energia descontratada e que visam complementar o suprimento das distribuidoras para o próximo ano, tendo em vista o término dos contratos existentes e as oscilações de mercado. Enquanto isso, o segundo tipo visa a adequação da contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o

¹⁷ A Empresa de Pesquisa Energética, criada em 2004, tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural, carvão mineral, eficiência energética, dentre outras (EPE, 2017a).

¹⁸ Em geral, os contratos de usinas hidroelétricas possuem duração de 30 anos, enquanto os contratos de centrais térmicas possuem prazo de 15 anos.

comportamento de seu mercado (CCEE, 2017a). A Quadro 2 resume os tipos de leilão existentes, apresentando o objeto da contratação e as vigências associadas.

Quadro 2 - Tipos de Leilões de Energia Elétrica

Leilão	Objeto	Vigência
<i>A-1</i>	Energia existente	De 5 a 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão;
<i>A-3</i>	Energia de novos empreendimentos	De 15 a 30 anos, contados do início do suprimento;
<i>A-5</i>	Energia de novos empreendimentos	De 15 a 30 anos, contados do início do suprimento;
<i>Entre A-3 e A-5</i>	Energia de fontes alternativas	De 10 a 30 anos, contados do início do suprimento;
<i>Ajuste</i>	Energia existente	Até 2 anos
<i>Energia Existente</i>	Energia existente	- Mínimo de 8 anos, para início de suprimento em 2005, 2006 e 2007; - Mínimo de 5 anos, para início de suprimento em 2008 e 2009;

Fonte: Silva, 2010.

Em suma, os leilões de energia possuem a função de garantir o equilíbrio dinâmico entre a oferta e demanda de energia elétrica para o mercado cativo (ACR) através da contratação de longo prazo de usinas geradoras pelas concessionárias de distribuição. De forma geral, os novos empreendimentos são estruturados em Sociedades de Propósito Específico, em função do modelo de financiamento adotado pelo BNDES, assinando contratos de longo prazo com todas as distribuidoras que declararam demanda ao MME. De acordo com dados fornecidos pela ANEEL (2017c), os leilões de energia do ACR, compreendendo todos os seus tipos, foram responsáveis por adicionar 69.478,948 MW de potência ao SEB entre os anos de 2005 e 2016. A Tabela 5 fornece maior detalhamento da capacidade instalada acrescentada por fonte de geração, em MW, bem como as participações relativas de cada fonte. Através dos dados apresentados nesta tabela, é possível observar a importância das fontes hídrica e térmica contratadas no período, correspondendo a praticamente 75% do total adicionado.

Tabela 5 –Potência Contratada pelos Leilões de Energia por Tipo de Fonte e Participação Relativa: Agregado entre 2005 e 2016 (em MW e %)

	Potência Adicionada (MW)	Participação no Total
Hídrica	26.414,64	38,1%
Térmica	25.058,13	36,2%
Eólica	15.173,05	21,9%
Solar	2.652,80	3,8%
Total	69.298,62	100,0%

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL, 2017c.

Segundo Brandão e Gomes (2016), o mecanismo de leilão é capaz de estimular a competição e permitir a entrada de novos agentes no mercado, especificamente no segmento de geração, se constituindo, portanto, como um aperfeiçoamento em relação ao modelo institucional anterior. Conforme já apresentado, os contratos oriundos dos Leilões de Energia Nova e Existente são chamados de CCEARs, e podem ter duas modalidades (SILVA, 2010; ABRADDEE, 2017):

- i. Contratos de Quantidade de Energia: preveem o fornecimento de um montante fixo de energia a um determinado preço. Nesta modalidade, geralmente utilizada para a contratação de energia hidráulica, os geradores estão sujeitos a riscos de sobras ou déficits de energia, liquidados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).
- ii. Contratos de Disponibilidade de Energia: são destinados à contratação de usinas termelétricas e preveem uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado. Quando essas usinas são despachadas, as distribuidoras devem pagar os custos variáveis relativos ao uso do combustível, com garantia de repasse aos consumidores finais. Portanto, os riscos são assumidos pelo comprador.

No modelo institucional anterior, os empreendimentos de geração termoeletricos eram, em geral, contratados por quantidade. Isto significa que os geradores ficavam expostos ao mercado de curto prazo na eventualidade de não serem despachados. Tratava-se de um critério de contratação que imputava demasiados riscos ao gerador termoeletrico. Em virtude da

racionalidade dos agentes, era de se esperar que estes precificassem os riscos, repassando-os para o consumidor final.

Nesse contexto, o novo marco regulatório introduziu a figura dos CCEARs por disponibilidade, isto é, contratos que buscam fornecer maior proteção ao agente gerador quanto às variações do mercado de curto prazo, atribuindo algumas responsabilidades aos compradores (SILVA, 2010). No processo licitatório dos leilões, os projetos termoeletricos são comparados e selecionados com base no Índice Custo Benefício (ICB), que busca estimar o custo por MWh de garantia física¹⁹ de cada usina contratada por disponibilidade. De acordo com o que apresenta Martins (2008), na modalidade de contratação por disponibilidade, após a seleção dos projetos, os empreendimentos termoeletricos vencedores estabelecem CCEARs com duração de 15 a 25 anos que concedem o direito de recebimento de uma remuneração fixa - associada à garantia física e indexada ao IPCA – que se destina à construção e manutenção da usina. Independente da energia gerada ou de ser despachado, o empreendimento é remunerado por este pagamento fixo.

Como contrapartida, cabe às concessionárias de distribuição:

- i. Arcar com o custo correspondente à receita fixa das usinas;
- ii. Arcar com os custos variáveis associados à operação da usina, destinados à recuperação desses custos variáveis (basicamente custos de combustível); e
- iii. Em princípio, são responsáveis pelas exposições positivas ou negativas da usina no mercado de curto prazo da CCEE.

¹⁹ A garantia física, dada em MW médio, corresponde a uma parcela da carga que o sistema elétrico como um todo é capaz de atender dentro de parâmetros de segurança do abastecimento e de custo. A garantia física de cada usina é calculada pelo MME utilizando uma metodologia definida regulatoriamente. Ressalta-se que a garantia física de uma usina é sempre menor que sua potência instalada e a soma das garantias físicas de todas as usinas corresponde à carga que o sistema tem condições de suprir - mantendo o risco de déficit controlado e operando a um custo operacional médio compatível com o custo de expandir o sistema (CASTRO et al., 2014).

Considerando as obrigações da distribuidora nesse processo, pode-se depreender que esta assume, em nome do consumidor, as responsabilidades financeiras decorrentes da incerteza quanto ao regime hidrológico e do despacho verificado das usinas. Entretanto, as distribuidoras possuem o direito de repassar os custos aos consumidores cativos nos reajustes tarifários anuais.

Conforma redação original da Lei nº 10.848/04 (BRASIL, 2004), havia diferenciação entre as modalidades dos contratos conforme a alocação dos riscos hidrológicos, de tal modo que: se o risco for do comprador (distribuidora/consumidor), trata-se de um contrato por disponibilidade; se o risco for do vendedor (gerador), a modalidade contratual é por quantidade. Essa alocação de risco foi de fato aplicada nos leilões ocorridos entre os anos de 2005 e 2010. No entanto, uma alteração conceitual significativa começou a ser aplicada nas cláusulas contratuais dos CCEARs de 2011 em diante. Nesta modificação definiu-se que, quando há despacho por ordem de mérito, a obrigação de entrega de energia pelo gerador é dada pela Disponibilidade Máxima Contratual, ficando de responsabilidade do vendedor a exposição ao mercado de curto prazo, seja esta positiva ou negativa. As consequências dessa modificação regulatória são destacadas por Brandão e Gomes:

“Portanto, na prática e em condições normais de operação, uma determinada usina que esteja comprometida totalmente com os CCEARs por disponibilidade gera mais energia do que o comprometido com o contrato. A diferença entre a geração e o compromisso é liquidado ao PLD em favor da geradora. Esse valor, em tese, serve para cobertura da exposição ao mercado de curto prazo quando o gerador está despachado, mas indisponível. No longo prazo, caso o gerador verifique exatamente os mesmos níveis de indisponibilidade declarados para cálculo da garantia física e na hipótese de PLDs constantes, a despesa e receitas do gerador no mercado de curto prazo se anulam. No entanto, sabe-se que o PLD é volátil, o que traz um risco financeiro para o gerador, caso a indisponibilidade ocorra em momentos de PLD alto. Conceitualmente, tal risco não deveria ser imputado ao gerador em um contrato por disponibilidade” (2016, p. 27).

Mais recentemente, no ano de 2015, houve outra modificação na regulamentação dos CCEARs por disponibilidade no que tange à alocação dos riscos hidrológicos. A alteração promovida

pela Lei 13.203/2015 dispõe que na contratação regulada, a critério do MME, os riscos hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as modalidades contratuais por quantidade e por disponibilidade (BRASIL, 2015). Para Brandão e Gomes (2016), o objetivo principal desta modificação era trazer uma flexibilização legal à alocação de risco dos CCEARs por quantidade, permitindo que os riscos hidrológicos fossem total ou parcialmente suportados pelos consumidores. No entanto, tal alteração regulatória também possui impactos nos contratos firmados na modalidade por disponibilidade, já que leilões futuros podem trazer um regime com risco hidrológico suportado de forma integral, ou ao menos parcial, pelo agente gerador.

O aparato regulatório dos CCEARs por disponibilidade prevê ainda um conjunto de penalidades para algumas situações (SILVA, 2010). Estas penalidades estão majoritariamente associadas ao cumprimento do índice de indisponibilidade declarado, à falta de combustível e ao atraso na entrada em operação. Conforme será apresentado na próxima seção, essas penalidades previstas, associadas à alocação dos riscos hidrológicos, podem implicar em uma série de problemas aos agentes geradores.

Além disso, depreende-se que, independente da tecnologia empregada na usina ou da fonte utilizada, as plantas térmicas vencedoras do Leilão de Energia Nova possuem direitos e obrigações muito similares. Isto é, além de receberem a receita fixa e a variável (quando geram), possuem a obrigação de gerar quando solicitadas a despachar pelo ONS, ressalvados os índices de indisponibilidade declarados no cálculo da garantia física. Esta constatação permite indicar, com a devida ênfase, que trata-se de contratos genéricos, que não levam em consideração as características e particularidades de cada empreendimento.

Desse modo, a título de conclusão desta seção, sugere-se que há possibilidade de introdução de inovações regulatórias para que seja aperfeiçoada a regulamentação vigente.

3.2. Problemas Decorrentes do Descasamento da Realidade Operacional com as Obrigações dos Agentes Geradores Termoelétricos

Conforme previam Castro e Brandão (2010), em uma situação de seca prolongada, em que se faça uso de um despacho contínuo e prolongado de todo o parque termoelétrico para que se evite um racionamento de energia, será gerado um grave impacto e desequilíbrio financeiro dos agentes geradores e do próprio sistema por conta de uma série de custos extraordinários. Ainda mais preocupante, segundo avaliação dos autores, o arcabouço regulatório e contratual da comercialização de energia não dispõe de mecanismos robustos capazes de evitar que estes impactos financeiros se propaguem de forma adversa e nociva por todo o SEB.

Diante dessa problemática, sinalizada pelos autores ainda no ano de 2010, os efeitos da crise hídrica iniciada em 2012 começaram a ser sentidos pouco tempo depois, evidenciando que de fato havia um descasamento entre as obrigações contratuais e a realidade operacional das usinas. Nesse sentido, o objetivo dessa seção é analisar e discutir os problemas conjunturais enfrentados pelas usinas termoelétricas relacionadas direta e indiretamente com a crise hidrológica ocorrida entre finais de 2012 e o ano de 2015.

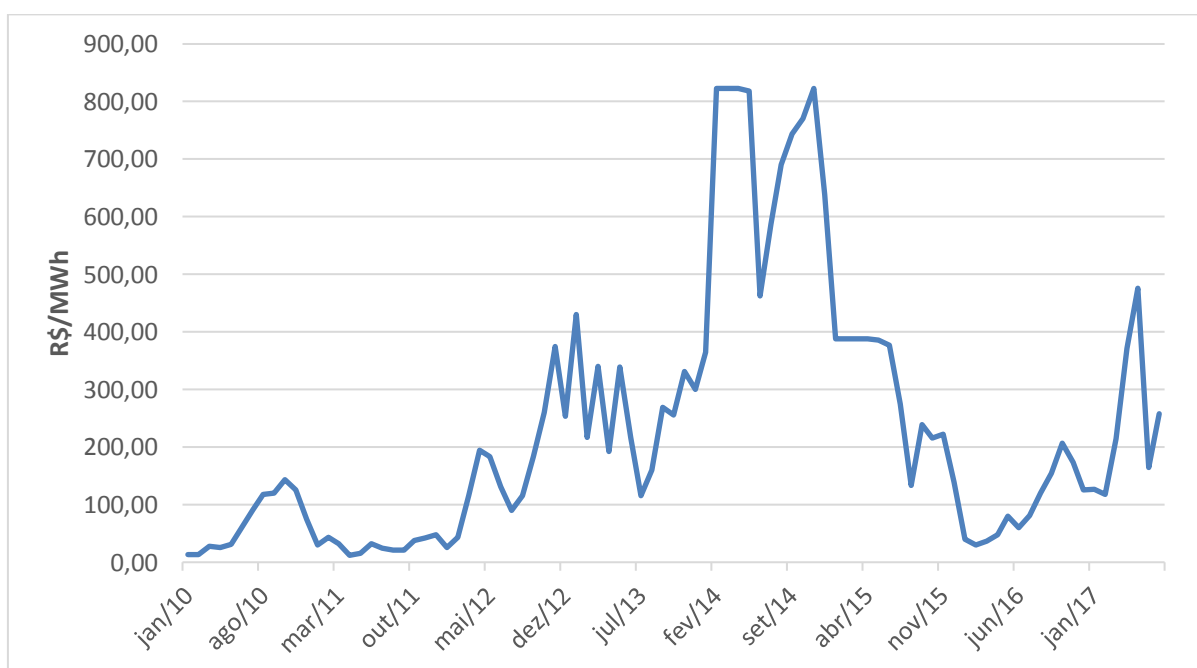
3.2.1. Problemas Conjunturais Decorrentes da Crise Hidrológica de 2012 a 2015

Em virtude da crise hidrológica ocorrida entre os anos de 2012 e 2015, que acarretou em um despacho intenso e prolongado das usinas termoelétricas, diversos empreendimentos térmicos enfrentaram uma situação preocupante, resultado de um desequilíbrio econômico e financeiro de seus projetos. Mais especificamente, esse cenário é resultado da combinação da crise

hidrológica com o desenho original dos contratos de energia e a aplicação das regras de comercialização vigentes (BRANDÃO; GOMES, 2016).

O que se observou ao longo da crise foi um cenário de afluições abaixo da média histórica e um conseqüente deplecionamento dos reservatórios, acarretando em níveis muito baixos de armazenagem. Tendo em vista que o PLD responde diretamente em função da situação hidrológica, a conjuntura da crise acarretou na manutenção de um PLD em patamar muito elevado, sendo, por algumas semanas, igual ao valor teto estabelecido de forma regulatória. A título de ilustração, o Gráfico 9 fornece a média mensal do PLD para o submercado Sudeste/Centro-Oeste em patamar de carga média, entre janeiro de 2010 e julho de 2017, em R\$/MWh (CCEE, 2017b). Neste gráfico, é possível constatar que no segundo semestre de 2014 o PLD alcançou o valor máximo regulatório de R\$ 822,83 por MWh.

Gráfico 9 – Média Mensal do PLD para o Submercado Sudeste/Centro-Oeste em Patamar de Carga Média: Janeiro de 2010 – Julho de 2017 (em R\$/MWh).



Fonte: CCEE, 2017b.

Nesse sentido, era de se esperar que os agentes geradores não seriam capazes de cumprir com seus compromissos, sofrendo com vultosas obrigações, que, conforme apontam Castro Hubner e Brandão (2014), são:

- i. Economicamente elevadas, pois podem comprometer de forma irreversível e em um período relativamente curto a viabilidade econômica de diversos projetos; e
- ii. Financeiramente insustentáveis, pois em vários casos as obrigações extraordinárias superam em muito a capacidade de pagamento dos projetos.

Para além desses problemas emergenciais pelos quais os agentes geradores passaram no período em questão, é provável que novas obrigações surjam, como ressarcimentos e recomposições de lastro. Caso essas expectativas se confirmem, agravariam o já crítico cenário econômico e financeiro desses agentes. De acordo com Castro, Hubner e Brandão (2014), caso seja mantida essa tendência, há um grande risco de se evoluir para um problema sistêmico do modelo do SEB, associado diretamente ao parque gerador térmico. O que se deve avaliar é se as penalizações e ressarcimentos, vinculados ao PLD, são de fato desproporcionais. Isto é, se são superiores à capacidade de pagamento de diversos projetos, ameaçando a viabilidade econômica e a solvência financeira de boa parte do parque gerador térmico.

Conforme exame anterior, os problemas emergenciais do segmento de geração térmica estão muito fortemente relacionados à aplicação de dispositivos vinculados aos CCEARs por disponibilidade e das regras de comercialização, em um contexto onde há:

- i. Despacho termoelétrico intenso e prolongado;
- ii. Dificuldades de diversos projetos em gerar a energia despachada pelo Operador, além da ocorrência de atrasos na entrada em operação para alguns casos; e
- iii. Alta do PLD para patamares extremos, próximos ao teto regulatório.

Nesse sentido, faz-se necessária uma avaliação mais detalhada de cada uma dessas situações e as implicações para a saúde econômico-financeira dos empreendimentos.

Em relação ao primeiro ponto, o despacho contínuo e prolongado que o parque térmico passou a enfrentar após o início da crise de 2012, tratava-se de um evento que possuía baixíssima probabilidade de ocorrência nos cenários adotados na metodologia dos leilões que contrataram estes empreendimentos, conforme avaliação, ainda em 2010, de Castro e Brandão (2010). Para se ter uma ideia do quão intenso foi o despacho ao longo da crise hidrológica, apenas nos dois primeiros anos o tempo de despacho de algumas plantas térmicas já havia superado a projeção original de acionamento para todo o período contratual de 15 anos. A Tabela 6 fornece dados consolidados anuais para a geração de eletricidade a partir de fontes térmicas movidas a combustíveis fósseis, em GWh, e suas respectivas participações na produção total de energia elétrica do mesmo ano, entre os anos de 2011 e 2016. Constata-se, a partir destes dados, que a participação agregada das usinas termoeletricas movidas a combustíveis fósseis representou 22,2% da geração total de eletricidade para o ano de 2014, enquanto para 2011, por exemplo, esse indicador foi de 8,2% (EPE, 2016a; EPE, 2017b).

Tabela 6 – Geração Anual das Fontes Termoeletricas Movidas a Combustíveis Fósseis e suas Respectivas Participações na Produção de Energia Elétrica Total: 2011 – 2016 (em GWh e %)

		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gás Natural	Geração (GWh)	25.095	46.760	69.003	81.073	79.490	56.485
	Participação na Geração Total	4,7%	8,5%	12,1%	13,7%	13,7%	9,8%
Derivados de Petróleo²⁰	Geração (GWh)	12.239	16.214	22.090	31.529	25.662	12.103
	Participação na Geração Total	2,3%	2,9%	3,9%	5,3%	4,4%	2,1%
Carvão	Geração (GWh)	6.485	8.422	14.801	18.385	19.096	17.001
	Participação na Geração Total	1,2%	1,5%	2,6%	3,1%	3,3%	2,9%

Fonte: EPE, 2016a e EPE, 2017b.

²⁰ Óleo diesel e óleo combustível.

Esse cenário inesperado e anormal de despacho conduziu os empreendimentos a uma situação de dificuldade técnica de operação e manutenção. Desse modo, tornou-se difícil o cumprimento dos níveis de disponibilidade declarados na contratação. Duas razões principais podem ser apresentadas para tal fenômeno (CASTRO; HUBNER; BRANDÃO, 2014). Primeiro, boa parte das usinas térmicas despachadas ao longo da crise hídrica eram empreendimentos relativamente novos e, portanto, que estavam sujeitos à curva da banheira²¹. Assim, era de se esperar que tais usinas enfrentassem altas taxas de falha e problemas de confiabilidade por ainda estarem em início de operação comercial. Considerando que as falhas implicam em multas, e que estas estão indexadas ao PLD teto, os valores associados a esses pagamentos eram extremamente elevados.

A segunda razão diz respeito ao despacho continuado do parque térmico. Tal situação acarreta em custos de operação mais elevados e em maiores necessidades de manutenção. Com intuito de preservar seus índices de disponibilidade, e de evitar penalizações ou ressarcimentos por geração abaixo do despacho do Operador, vários agentes reviram suas programações de manutenção no sentido de postergar paradas. No entanto, conforme observa Brandão e Gomes (2016), com o prolongamento do período de despacho, algumas manutenções se tornaram impostergáveis por questões contratuais de garantia dos equipamentos e acabaram ocorrendo em momentos inoportunos de PLD elevadíssimos, impactando de forma desproporcional os valores de ressarcimento.

O segundo ponto, que trata das dificuldades em se gerar a energia despachada, está associado à aplicação das regras de ressarcimento e de recomposição de lastro. Nesse sentido, os CCEARs

²¹ A curva da banheira é conhecida como a representação gráfica para representar padrões de taxa de falha de equipamentos e componentes. De forma geral, espera-se que ativos em início de operação e final de vida útil apresentem maiores taxas de falha, enquanto a fase de operação normal apresenta baixo índice de falha (RAPOSO, 2004)

por disponibilidade celebrados pelos Leilões de Energia Nova para usinas térmicas possuem uma alocação de riscos hidrológicos definida do seguinte modo:

- i. O consumidor assume o risco hidrológico e o risco de preço dos combustíveis, e
- ii. O gerador assume o risco de atraso na entrada em operação comercial e o risco da disponibilidade dos equipamentos.

Como é de se esperar, caso a operação sofra atraso caracterizado por ser de responsabilidade do gerador, este é obrigado a repor o lastro através da contratação de energia no mercado livre. De forma similar, caso a usina não seja capaz de cumprir o índice de disponibilidade com a qual se comprometeu contratualmente, esta deverá ressarcir as distribuidoras. Neste sentido, as sanções financeiras as quais os agentes geradores estão expostos são de duas naturezas:

- i. Caso a disponibilidade verificada seja inferior à declarada, o agente poderá perder garantia física, reduzindo seu o lastro comercial para venda e tendo que comprar energia no mercado para honrar seus contratos; e
- ii. Sempre que a produção de eletricidade for inferior àquela solicitada pelo ONS por razões em que o agente “der causa”, este deverá ressarcir as distribuidoras contratadas no montante da energia não gerada.

Na prática, esse montante do ressarcimento corresponde à diferença entre o PLD vigente e o CVU da usina (CASTRO; HUBNER; BRANDÃO, 2014).

Deve-se notar que os dois primeiros pontos apresentados possuem possíveis obrigações que estão em alguma medida indexadas ao PLD. Portanto, é importante perceber que grandes variações no PLD podem determinar elevada pressão financeira sobre agentes expostos à necessidade de comprar energia no mercado de curto prazo ou com penalizações atreladas ao PLD. A título de exemplo, de acordo com dados fornecidos por Castro, Hubner e Brandão

(2014), o PLD do início de 2014 estava em um patamar de R\$ 823/MWh nos submercados Sudeste/Centro-oeste e Sul, o que correspondia a cerca de sete vezes o preço usual resultante dos leilões de energia nova.

Com a persistência da crise hidrológica no primeiro semestre de 2017, o preço médio para o PLD calculado pela CCEE para maio desse ano foi de R\$ 411,49/MWh no submercado Sudeste/Centro-oeste²² (CCEE, 2017b), revelando que o problema da exposição ao PLD ainda persiste. Para Castro, Hubner e Brandão (2014, p. 9), essa exposição acarreta em uma situação preocupante, conforme se segue:

“[...] o modelo de comercialização de energia adotado no Brasil está estruturado de tal forma que em eventuais situações de seca prolongada com alta do PLD o risco financeiro no setor elétrico assume proporções intoleravelmente elevadas. Em tais situações o montante financeiro das liquidações no Mercado de Curto Prazo da CCEE tende a crescer exponencialmente, determinando obrigações vultosas para agentes que estejam de alguma maneira – voluntária ou involuntariamente – expostos ao PLD. A seca prolongada com alta do PLD acabou ocorrendo em 2014 sem que medidas mitigatórias tivessem sido tomadas tempestivamente por parte das autoridades, criando uma situação preocupante. Em 2014 o PLD encontra-se muito acima do custo médio da energia no atacado. Como resultado desta diferença, há um processo de transferência maciça de riqueza entre os agentes do sistema sem nenhuma racionalidade econômica, dado que o fator determinante é uma diferença entre custo das UTE e preço de liquidação de diferença determinado, este último, por modelo computacional” (CASTRO; HUBNER; BRANDÃO, 2014, p. 9).

De acordo com o exposto ao longo dessa seção, pode-se constatar que o impacto financeiro dos ressarcimentos e recomposições de lastro é um problema bastante grave, sendo desproporcional à capacidade de pagamento dos empreendimentos termoelétricos e capaz de tornar rapidamente os empreendimentos insustentáveis do ponto de vista econômico. Torna-se evidente, portanto, a necessidade de se rever o mecanismo de contratação das usinas termoelétricas de longo prazo

²² A CCEE realiza mensalmente o cálculo da média mensal do PLD, por submercado. O cálculo considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado - ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês (CCEE, 2017b).

à luz dos problemas apresentados, através de inovações regulatórias que possam fazer os ajustes necessários à nova dinâmica estrutural de equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica.

4. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE CONTRATAÇÃO

Conforme apresentado no capítulo 3 deste trabalho, o modelo comercial brasileiro atual, originado na reforma de 2004, se mostrou financeiramente instável durante o período de seca prolongada de outubro de 2012 a início de 2016, quando o Operador Nacional do Sistema (ONS) despachou de forma contínua a maior parte das usinas termoeletricas existentes, incluindo as mais caras movidas a óleo. Evitou-se com isso um racionamento, mas os altos preços da energia no curto prazo provocaram grande impacto financeiro para os agentes expostos a ele, fossem eles consumidores subcontratados, geradores hídricos com déficit de geração, geradores térmicos que por qualquer razão não conseguiram gerar a energia despachada pelo ONS ou mesmo geradores com entrada em operação em atraso.

Tendo em vista esse cenário, busca-se, ao longo deste capítulo, analisar mecanismos adotados por outros países que possam servir de reflexão e base para firmar proposições de aperfeiçoamentos regulatórios ao arcabouço de contratação brasileiro, sobretudo para o modelo específico das usinas termoeletricas por disponibilidade. Para tanto, antes de adentrar nas análises da experiência internacional, optou-se, na primeira seção, pela realização de uma explanação acerca da reestruturação de diversos setores elétricos a partir da década de 1980, buscando revelar o processo de formação das estruturas de mercado atuais e, mais especificamente, descrevendo o funcionamento e limitações dos mercados de energia de curto prazo.

A partir das explicações fornecidas, realiza-se, na segunda seção, uma avaliação dos mercados de capacidade e confiabilidade, ilustrados pelo caso colombiano. A escolha do caso colombiano está pautada principalmente pelo fato da matriz que este país apresenta ser bastante similar à matriz brasileira. Em seguida, na terceira e última seção, será desenvolvida análise dos mercados de serviços ancilares, apresentando seus principais conceitos, formas de contratação,

remuneração e estruturas de custo. Com intuito de avaliar um caso prático da aplicação desses mercados, optou-se pela análise do sistema do PJM²³ (Pennsylvania - New Jersey – Maryland), que possui três mercados de serviços ancilares bem definidos e desenvolvidos. Além disso, o caso PJM torna-se especialmente interessante quando se observa a composição de sua matriz, majoritariamente térmica, tendo em vista o atual processo de transição da matriz elétrica brasileira e a necessidade de expansão da capacidade instalada oriunda de fontes térmicas tradicionais, sobretudo o gás natural, para dar mais segurança ao suprimento.

4.1. Reestruturação do Setor Elétrico, Formação das Estruturas de Mercado Atuais e o Mercado de Energia de Curto Prazo

4.1.1. Reestruturação do Setor Elétrico e as Estruturas de Mercado

Historicamente, a indústria elétrica se organizava sob a estrutura de monopólios verticalmente integrados que, de modo geral, eram de propriedade estatal. Estes monopólios eram encarregados tanto da produção, quanto do transporte da eletricidade até o consumidor final, sendo regulados em toda a cadeia produtiva como um monopólio natural (JOSKOW, 2008).

Entretanto, essa estrutura implicava em um cenário de altos custos de operação e de investimento, ocasionando em tarifas elevadas ao consumidor final ou em subsídios por parte do Estado (CASTRO et al., 2017a). Dado este cenário de ineficiência e de altos custos da energia elétrica, ocorreu forte movimento em diversos países do mundo por uma transformação radical da indústria elétrica a partir de finais da década de 1980 e ao longo da década de 1990

²³ O PJM é um Operador Regional de Transmissão (RTO) responsável pela coordenação do mercado atacadista de energia elétrica que contempla as seguintes regiões americanas: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e o Distrito de Columbia (capital e maior cidade do estado da Carolina do Sul). Trata-se de uma instituição neutra e independente, que opera o mercado de energia e gerencia a rede de mais de 65 milhões de consumidores (PJM, 2017).

(JOSKOW, 2008). Neste sentido, o processo de liberalização do Reino Unido, iniciado em 1989 com a promulgação da lei *The Electricity Act*, transformou-se em paradigma do novo modelo.

O pioneirismo britânico se converteu em referência para as diversas reformas adotadas ao longo dos anos subsequentes ao redor do mundo. Conforme aponta Joskow (2008), estas reformas buscavam implementar estruturas de mercados mais liberalizadas, através da adoção de diversos elementos-chave, dos quais merecem ser destacados:

- i. A privatização dos monopólios estatais de eletricidade;
- ii. A desverticalização da indústria elétrica em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização.
- iii. A reestruturação horizontal da atividade de geração com objetivo de introduzir competição neste segmento;
- iv. A manutenção dos segmentos de transmissão e distribuição como monopólios naturais, com tarifas definidas pelo Estado, através de um regulador, e operados por um operador independente do sistema;
- v. A criação do mercado atacadista de energia elétrica no qual geradores vendem grandes blocos de energia e;
- vi. A introdução de competição no mercado de varejo através da liberalização de todos os consumidores, tornando livre a escolha do comercializador prestador deste serviço.

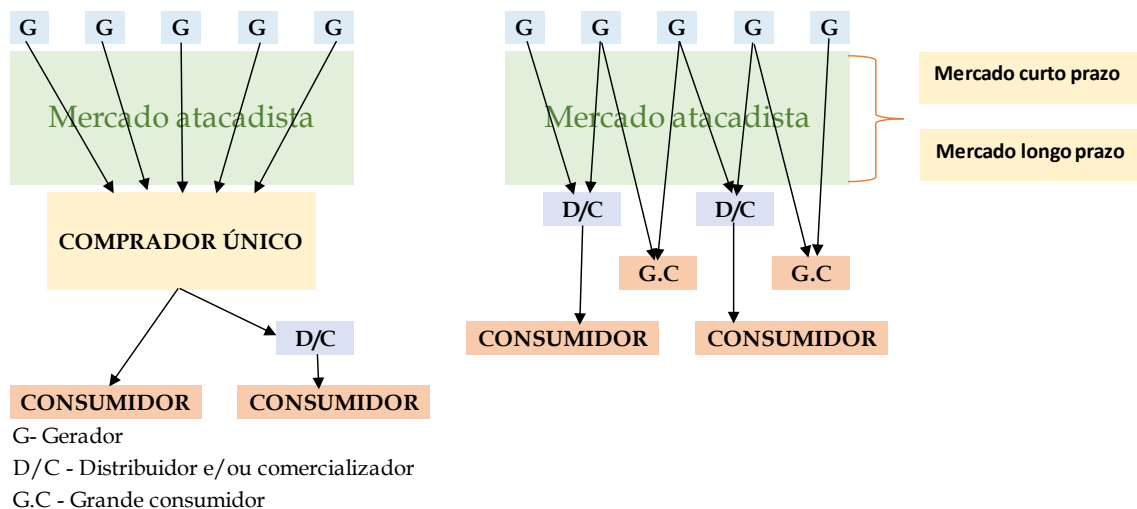
Seguindo os preceitos da liberalização britânica, vários países adotaram reformas em seus setores elétricos. Contudo, deve-se destacar que nem todos os países implementaram o mesmo modelo. Nesse sentido, Castro et al. (2017a) assinalam que, apesar de as reformas possuírem alguns traços em comum, como a adoção de mecanismos de mercado e desverticalização, a estrutura efetivamente implantada variou significativamente de país para país, em função de características econômicas e políticas. Ainda assim, é possível identificar uma semelhança entre

diversos países que passaram pela liberalização da indústria elétrica, como nos casos do Brasil, Colômbia, Estados Unidos, Reino Unido, Japão, México, dentre outros. Em todos esses exemplos, o setor elétrico foi fragmentado em dois grandes mercados: o mercado de varejo e o mercado atacadista (BRANDÃO et al., 2016).

De acordo com PJM (2017), o mercado de varejo se caracteriza como sendo o ambiente onde a energia elétrica é vendida aos consumidores finais, tipicamente com transações entre as concessionárias de distribuição e os consumidores residenciais e comerciais de baixo consumo de eletricidade. Já o mercado atacadista, por sua vez, pode ser definido como o ambiente onde ocorre a venda de grandes blocos de energia elétrica pelos geradores aos comercializadores, distribuidoras e grandes consumidores.

Tendo em vista o escopo do trabalho e deste capítulo em especial, o foco analítico será o mercado atacadista de energia elétrica. Conforme assinalam Castro et al. (2017a), este mercado pode estar organizado em função de duas estruturas básicas, quais sejam, o esquema de comprador único e a diferenciação entre os mercados de curto e longo prazo, muito embora, vale assinalar, cada país apresenta características próprias em cada uma dessas estruturas. A Figura 1 fornece a estrutura básica nas quais os dois tipos de mercados atacadistas estão dispostos.

Figura 1 – Organização Básica dos Mercados Atacadistas Pós Reformas Liberalizantes



Fonte: Castro et al., 2017a.

O esquema de comprador único apresenta algumas características gerais que podem ser encontradas nos países que o adotam. Por exemplo, o comprador único apresenta-se como uma empresa do Estado, proprietária das redes de transmissão e distribuição. Além disso, nessas estruturas, o segmento de geração possui a presença tanto de produtores públicos, que em geral são agentes oriundos da desverticalização da empresa estatal, quanto de produtores independentes de energia. A China e a Coreia do Sul são exemplos de países que ainda mantêm o esquema de comprador único (BRANDÃO et al., 2016). Tendo em vista as características apresentadas, esse caso não se mostra muito relevante para uma análise comparativa com o caso brasileiro e, portanto, não será objeto desse trabalho.

A segunda estrutura resultante das reformas liberalizantes é de um mercado atacadista subdividido em dois mercados, o de curto e o de longo prazo. Conforme será detalhado nas seções 4.1.2 e 4.1.3, o curto prazo apresenta diferentes tipos de mercado de energia, enquanto o longo prazo introduz mecanismos com intuito de corrigir algumas limitações dos mercados de curto prazo no que diz respeito aos investimentos para expansão do sistema elétrico.

4.1.2. Mercados de Energia de Curto Prazo

De acordo com Joskow (2008), o objetivo das reformas liberalizantes era criar um novo arranjo institucional para o setor elétrico que permitisse à sociedade auferir benefícios de longo prazo, obtidos através da introdução de diversos mecanismos de concorrência de mercado no setor. Nesse sentido, era esperado que os incentivos criados seriam suficientes para promover a correta expansão do sistema, reduzir os custos dos investimentos em capital fixo e incentivar inovações tecnológicas, conferindo à sociedade preços mais competitivos e serviços de maior qualidade. A ideia fundamental por trás das reformas adotadas era a de aproximar o mercado atacadista de energia elétrica a um mercado de concorrência perfeita. Entretanto, o mercado de concorrência perfeita é um modelo apenas teórico, não se verificando efetivamente na prática. O desafio, portanto, é tentar replicar suas condições para que se obtenha um desenho de mercado o mais próximo possível do que seria uma concorrência perfeita.

No caso específico da indústria de eletricidade, foi perceptível o esforço de aumentar a competição a partir da adoção das reformas. A desverticalização dos monopólios estatais conjugada com a entrada de novos agentes privados de geração aumentou o número de produtores, que passaram a ser tomadores de preço, dado pela interação entre oferta e demanda. Além disso, o livre acesso concedido às redes de propriedade estatal amenizou as barreiras à entrada, tanto para os produtores, como para os consumidores. No entanto, apesar dessa evolução, a indústria elétrica continua sendo caracterizada como intensiva em capital e por possuir altos custos afundados e longo prazo de maturação, apresentando barreiras à entrada e à saída por parte dos agentes (GREEN; NEWBERRY, 1992).

Em relação ao produto energia elétrica, trata-se de um bem homogêneo, pois, do ponto de vista do consumidor, independente da fonte geradora, o produto final é o mesmo: eletricidade. Entretanto, conforme será analisado mais adiante, na prática, quando o produto transacionado

for capacidade ou confiabilidade, o produto deixa de ser perfeitamente homogêneo, implicando em dificuldades para o desenho de mercado.

De acordo com o que apresenta Serena (2014), outros fatores contribuem com o aumento da complexidade do mercado. Por exemplo, ao contrário do que se observa com o produto eletricidade, os custos de produção são heterogêneos, pois cada fonte apresenta uma estrutura de custos distinta. Além disso, a demanda por eletricidade é altamente inelástica, considerando-se que não há substitutos para ela. Por último, a eletricidade pode ser considerada uma *commodity* não estocável e a oferta e a demanda precisam estar em equilíbrio em todos os momentos. Estas características fazem com que o mercado de eletricidade tenda a ser bastante complexo e o preço se comporte de forma volátil, mesmo em prazos curtos, principalmente quando comparado com mercados de outros bens e serviços.

Tendo em vista as características da indústria de eletricidade e o objetivo de aproximar o funcionamento deste setor com o de um mercado perfeitamente competitivo, os países que adotaram as reformas liberalizantes optaram, em geral, pela formação de mercados de energia de curto prazo. Embora existam especificidades pertencentes a cada país, Kirschen e Strbac, (2004) detalham a essência do funcionamento destes mercados, conforme se segue:

- i. Os geradores realizam ofertas de uma certa quantidade de energia a um determinado preço, que, em geral, é dado em função dos custos variáveis de geração para um determinado período de tempo. Em função das quantidades ofertadas por cada gerador, forma-se a curva de oferta do mercado;
- ii. A curva de demanda, por sua vez, é concebida a partir das quantidades requeridas de energia elétrica por parte dos consumidores. Como a demanda de eletricidade é altamente inelástica no curto prazo, ela é comumente estabelecida a partir de projeções de mercado, implicando em curvas verticais;

- iii. O preço de mercado é o ponto resultante da interseção das curvas de oferta e demanda em determinado período. Deve-se ressaltar que esse preço é igual ao preço do último gerador necessário para fornecer a energia elétrica demandada naquele momento;
- iv. Tendo em vista que o preço do gerador é determinado por seu custo variável de produção, o preço do mercado é, como consequência, igual ao custo marginal do último gerador necessário para atender a demanda neste período;
- v. Os geradores que ofertarem blocos de energia elétrica com custos menores ou iguais ao preço de mercado são chamados a operar e a remuneração de todos os agentes despachados é realizada ao preço de mercado;
- vi. Existe um operador independente do sistema com atribuição de garantir, em tempo real, o equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda de energia elétrica, de tal modo a realizar o ajuste fino entre geração e consumo efetivos.

Green e Newbery (1992) salientam que o resultado do mercado de energia é a alocação ótima de recursos, com preços de energia mais baixos do que os obtidos nos modelos pré-reformas liberalizantes. Este resultado pode ser explicado justamente pelo maior acionamento dos geradores mais eficientes, que, por serem menos custos, são despachados com maior frequência. Além disso, de acordo com o que apresentam Castro et al. (2014), os mercados de energia possuem clara sinalização econômica para a realização de novos investimentos. Isso ocorre porque novas plantas entrantes, que possuem maior nível de eficiência, são despachadas frequentemente e remuneradas em grande parte do tempo acima dos seus custos variáveis. Assim, essas geradoras entrantes têm alta probabilidade de recuperar seus custos fixos e remunerar o capital investido. De forma análoga, as plantas com custos variáveis mais elevados e com baixa eficiência tendem a ser pouco despachadas e, mesmo quando despachadas, o preço de mercado tende a ser bem próximo de seus custos variáveis, implicando em margens de

operação apertadas. Como consequência, essas plantas ineficientes possuem pouca capacidade de cobrir seus custos fixos, sendo incentivadas a deixar de operar.

De acordo com o que apresentam Brandão et al. (2016), diversos foram os países que adotaram mercados de curto prazo de energia, como o Reino Unido, Estados Unidos²⁴, Brasil²⁵, Japão Espanha, Portugal, Colômbia, dentre outros. Nota-se, no entanto, uma distinção fundamental entre os mercados de energia implementados nestes países e em outros, que podem ser distinguidos entre o *gross pool* e o *net pool*, de acordo com classificação de Shuttleworth e McKenzie (2002).

O *gross pool* se caracteriza por ser um tipo de mercado de energia no qual o operador realiza o despacho centralizado da energia, independente dos contratos existente. Isto é, os contratos assinados entre os agentes - geradores e compradores - são contratos financeiros que não envolvem despacho físico de energia elétrica. Neste esquema, o operador independente conhece os preços unitários de geração de cada gerador e realiza o despacho centralizado em função da ordem de mérito, e o último gerador necessário para fornecer a demanda determina o preço de mercado. Cabe destacar que o esquema *gross pool* é bastante característicos de países da América Latina.

Por outro lado, nos esquemas do tipo *net pool*, os agentes realizam transações através de plataformas de negociação, firmando contratos de curto prazo até poucas horas antes do despacho efetivo da energia. A oferta resultante do conjunto de contratos é informada ao operador independente, que determina os despachos em função destes contratos, denominados

²⁴ O sistema elétrico norte americano é composto por dez submercados de eletricidade, sendo que cada um possui características distintas (FERC, 2017).

²⁵ No Brasil, somente se verifica um mercado específico de conciliação de diferenças.

contratos físicos de energia (SHUTTLEWORTH; MCKENZIE, 2002). Nestes mercados de energia as negociações de curto prazo são classificadas pelo período, distinguindo-se em:

- i. Mercado do dia seguinte (*day ahead market*), onde se liquida a energia para o dia seguinte;
- ii. Mercado intradiário (*intraday market*), no qual os participantes podem ajustar suas posições no mesmo dia do despacho físico;
- iii. Mercado de balanço ou de tempo real, onde o operador utiliza todos os recursos disponíveis e leva em conta todas as restrições para a operação do sistema em tempo real.

Mais especificamente, no mercado do dia seguinte, os geradores realizam ofertas de energia para cada hora ou fração do dia seguinte com seus respectivos preços, resultando, desse modo, em um preço de equilíbrio para aquele intervalo. Em geral, é neste mercado que se transaciona o maior volume de energia no curto prazo. O mercado intradiário, por sua vez, começa a operar logo após o fechamento do mercado do dia seguinte e se estende até pouco tempo antes da operação real do sistema. Este mercado permite que os agentes ajustem suas posições na medida em que a hora efetiva de despacho se aproxima, determinando um preço para cada hora ou fração das negociações intradiárias.

Por fim, há o mercado de balanço, com atuação no momento efetivo da operação. Conforme já indicado, a energia elétrica é um produto que requer que a oferta e demanda estejam em equilíbrio dinâmico em tempo real. Ocorre que nem sempre a operação do sistema determinada nos mercados do dia seguinte e intradiário podem ser realizadas de forma precisa, pois dificilmente a demanda real é exatamente igual à demanda estimada. Além disso, a operação está sempre sujeita a contingências inesperadas, como a saída inesperada de alguma máquina ou a queda de uma linha de transmissão. Ressalta-se, ainda, que além dos ajustes de tempo real,

o operador também precisa de outros serviços para manter o equilíbrio do sistema, os denominados serviços ancilares. Estes são usualmente contratados diretamente pelo operador através de diferentes mecanismos, desde contratos bilaterais até mercados específicos para serviços ancilares, que serão examinados na seção 4.2.

Observa-se que nas duas modalidades - contratos financeiros do *gross pool* e contratos físicos do *net pool* - prevalece a lógica de mercado e o preço é determinado pela interação da oferta e da demanda. A diferença, portanto, reside no tipo de contrato. No *net pool* os contratos de fato determinam o despacho do sistema, com mecanismos de reajuste de posições no momento da operação. Já no *gross pool* o operador realiza o despacho centralizado independentemente de qualquer contrato, sendo os contratos apenas instrumentos financeiros (SHUTTLEWORTH; MCKENZIE, 2002).

Finalmente, conforme assinalam Brandão et al. (2016), em diversos mercados existe um mecanismo de conciliação de diferenças onde são liquidadas as diferenças entre as quantidades contratadas e as quantidades efetivamente realizadas. Merece destaque o fato de este mecanismo se basear em medições reais, sendo, portanto, *ex post* à operação do sistema. Em alguns países o mecanismo de conciliação de diferenças conta com um preço específico para a liquidação das mesmas no curto prazo, como o PLD, no caso brasileiro.

Apesar das vantagens associadas à liberalização do mercado de energia elétrica, tem-se evidenciado que os mercados de energia *per se* apresentam algumas falhas e limitações, especialmente no que diz respeito à expansão do sistema elétrico (CASTRO et al., 2017b). Pode-se separar o problema da expansão da capacidade do sistema sob duas dimensões (CRETI; FABRA, 2007). No curto prazo, a questão central está relacionada à segurança do abastecimento, pois, além de ser necessária uma capacidade instalada suficiente para o atendimento da demanda atual, necessita-se de uma margem de reserva que possa ser utilizada

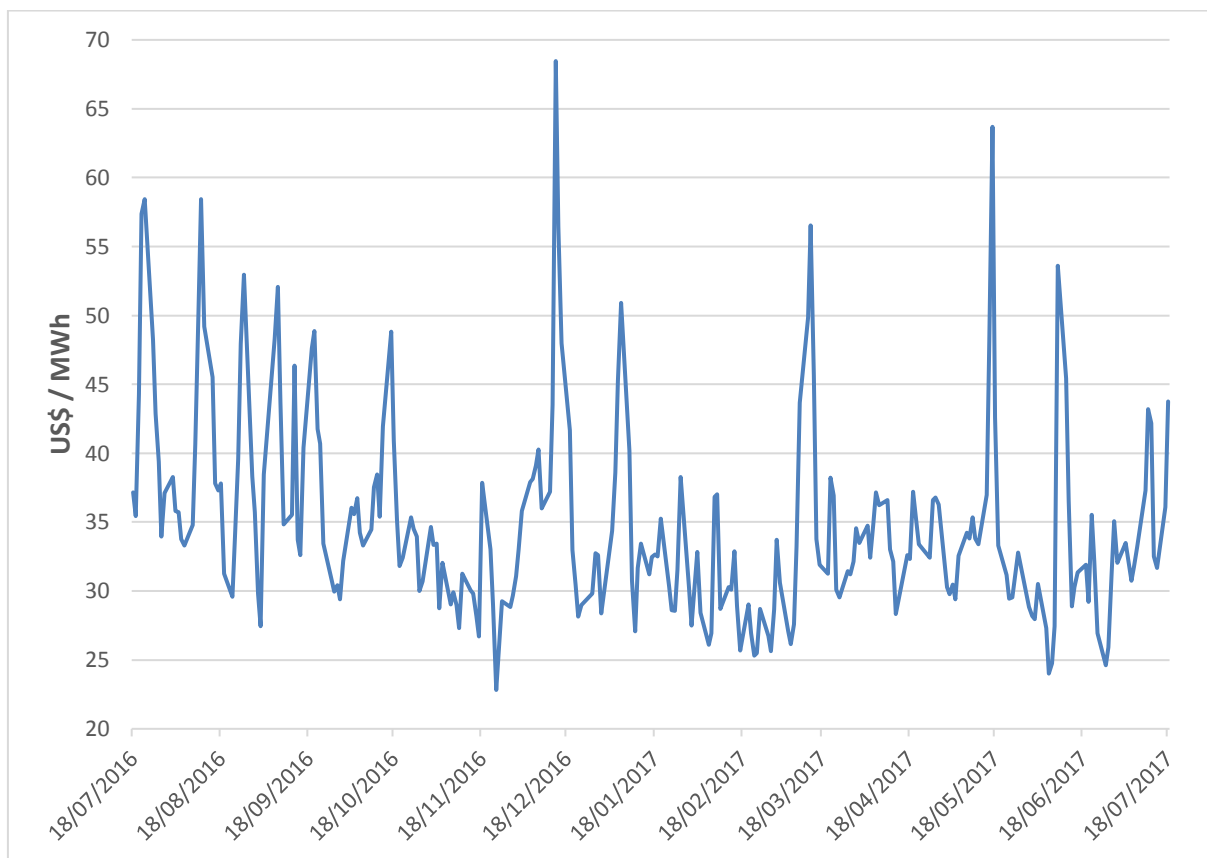
caso ocorra alguma contingência no sistema ou um pico excepcional de consumo. Por outro lado, no longo prazo, a adequação da capacidade se refere aos incentivos necessários para atrair novos investimentos que permitam a garantia do fornecimento futuro da demanda. Nesse contexto, a seguinte seção dedica-se a analisar as principais limitações associadas aos desenhos de mercados de energia no que se refere à criação de incentivos para a expansão do sistema.

4.1.2.1. Limitações dos Mercados de Energia

Conforme examinado anteriormente, o processo de liberalização verificado em diversos países resultou em alterações significativas nas estruturas de mercado da indústria elétrica. Nesse sentido, um importante avanço foi a introdução dos mercados de energia elétrica de curto prazo. Contudo, de acordo com o que apresentam Castro et al. (2017b), apesar das vantagens associadas à liberalização dos mercados de energia elétrica, é possível identificar algumas falhas e limitações desses mercados no que tange à capacidade de garantir a correta expansão do sistema elétrico. Assim, esta seção se dedica à análise de três das principais limitações verificadas, buscando apresentar suas características e implicações.

Castro et al. (2014) apontam que o primeiro problema pode ser considerado como estrutural e se refere à volatilidade do preço da energia no mercado de curto prazo, que se configura como um risco para o investidor. O Gráfico 10 fornece a variação diária do preço médio ponderado de curto prazo entre julho de 2016 e julho 2017, em US\$ por MWh, para o submercado do PJM, nos Estados Unidos, e ilustra com bastante clareza a volatilidade associada ao preço da eletricidade. Por exemplo, em menos de um mês o preço do megawatt-hora saltou de US\$ 22,82, no dia 23 de novembro de 2016, para US\$ 68,46, em 14 de dezembro do mesmo ano.

Gráfico 10 - Variação Diária do Preço Médio Ponderado de Energia Elétrica no PJM, USA: 18/07/2016 - 18/07/2017 (em US\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2017.

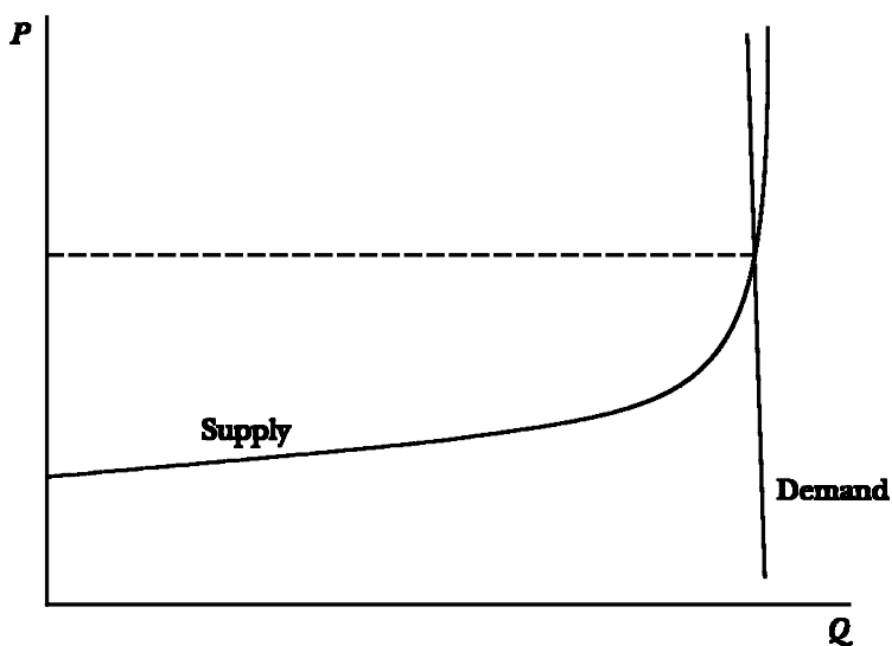
De acordo com Borestein (2002), a intensa volatilidade é decorrente das próprias características do setor elétrico, apresentadas com maior detalhe na seção 4.1.2 deste trabalho. Por exemplo, a energia elétrica é um bem não estocável, que exige equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda. Contribui para a volatilidade o fato da demanda ser altamente inelástica no curto prazo, com oferta também inelástica caso a geração esteja perto da capacidade máxima de fornecimento do sistema. Por fim, o autor indica ainda as restrições técnicas na operação da rede, que restringem as possibilidades de despacho e influenciam o preço da eletricidade.

Mais especificamente, em um mercado onde o gerador é remunerado apenas pela energia gerada, e considerando que o preço no mercado é formado pela última usina necessária para abastecer a demanda, pode-se esperar que não exista muita capacidade ociosa no sistema. Isso

porque usinas mais ineficientes não seriam despachadas com muita frequência e, conseqüentemente, não seriam capazes de recuperar todos os seus custos, sendo incentivadas a deixar o mercado (BORENSTEIN, 2002).

Como resultado, o mercado acaba operando por diversas vezes perto da capacidade máxima de fornecimento, ou seja, na parte inelástica da curva de oferta, permitindo que os geradores mais caros exerçam poder de mercado e ofertem energia a preços maiores do que seus custos marginais de produção. Assim, nessas situações, cria-se um cenário onde pequenas variações de demanda criam grandes variações nos preços, conforme ilustra o Gráfico 11.

Gráfico 11 – Oferta e Demanda em Mercados de Curto Prazo de Energia



Fonte: Borenstein, 2002.

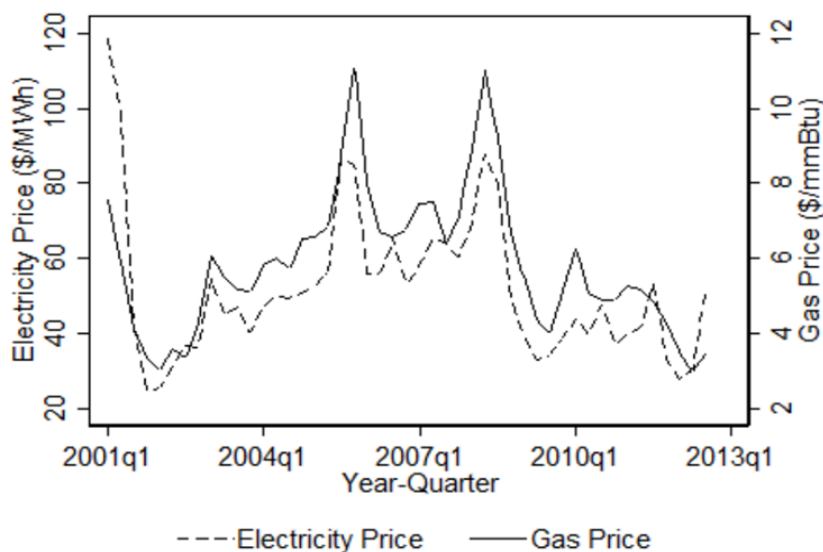
A questão da alta volatilidade é ainda agravada pela inserção de fontes intermitentes de geração, principalmente solar e eólica. Com o aumento dessas fontes na matriz, os preços de curto prazo dos mercados tendem a variar em função das condições climatológicas, que por natureza são intermitentes e de baixa previsibilidade. Em momentos de alta produção, os preços são reduzidos significativamente, pois tratam-se de fontes com custo marginal próximo a zero. De

modo análogo, quando a produção se reduz, os preços iniciam uma escalada (CASTRO et al., 2017a).

Como consequência da alta volatilidade dos preços em mercados de curto prazo, os investidores passam a enfrentar problemas de previsibilidade de receita, implicando, portanto, em um maior risco ao investimento. Assim, a alta volatilidade de preços no mercado pode se constituir em entrave para a realização de novos investimentos, principalmente em uma indústria intensiva em capital como a indústria elétrica.

A segunda limitação diz respeito à sinalização econômica de novos investimentos em projetos com custos não relacionados aos preços da energia no mercado. De forma mais específica, em sistemas elétricos com predomínio de térmicas tradicionais, os preços da eletricidade variam, em princípio, na mesma direção do preço dos combustíveis fósseis utilizados como insumos na geração (CASTRO et al., 2014), conforme se depreende do Gráfico 12. Este gráfico fornece o comportamento dos preços médios da energia elétrica e do gás natural - um dos principais combustíveis para geração elétrica nos Estados Unidos – entre os anos de 2001 e 2013.

Gráfico 12 - Relação entre o Preço Médio do Gás Natural e o Preço da Energia Elétrica nos Períodos de Ponta nos Estados Unidos: 2001 a 2013.



Fonte: Linn et al., 2014, p. 16, apud Castro et al., 2017a, p. 22.

De acordo com Castro et al. (2014), essa relação entre preço da eletricidade e preço dos combustíveis não se apresenta como impeditivo para novos investimentos em plantas térmicas, pois variações ocorridas nos preços dos combustíveis são repassadas para os preços da eletricidade sem grandes riscos para os geradores, preservando suas margens de lucro.

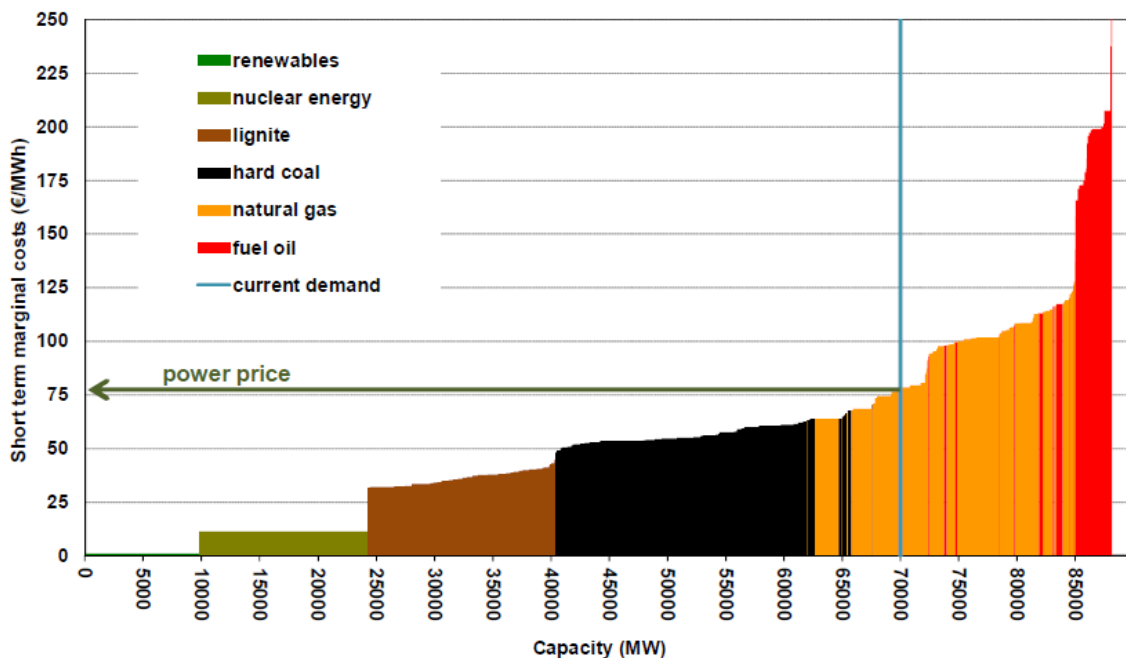
Entretanto, o estímulo econômico eficiente para usinas térmicas não é captado da mesma maneira por plantas com estrutura de custos baseada majoritariamente em custos fixos, como se observa nos casos de usinas hídricas, nucleares e fontes alternativas em geral (CASTRO et al., 2017b). Assim, plantas com elevado custo fixo e reduzido custo variável encontram dificuldades para garantir a viabilidade econômica de seus projetos em mercados de energia de curto prazo. Dado esse cenário, quando a política energética decide pela expansão de fontes alternativas e renováveis, criam-se mecanismos extra mercado específicos para garantir a viabilidade econômica desses projetos. No entanto, deve-se observar que tais medidas acabam por criar distorções no funcionamento do mercado, conforme salientam Castro et al:

“De fato, em mercados liberalizados, a expansão da capacidade instalada de geração a partir de fontes renováveis tem se dado através de mecanismos como o *feed-in tariff*, Certificados de Obrigações e Certificados Verdes. Na prática, o que se observou a partir da adoção desses mecanismos foram importantes distorções no funcionamento do mercado. Países com significativa participação de fontes renováveis, viabilizados através destes mecanismos extra mercado, caso da Alemanha, Espanha e Portugal, experimentam com certa frequência situações de preço da eletricidade muito próximo de zero ou até mesmo negativos²⁶ [...], a explicação está em que o maior emprego de fontes de geração renováveis acarreta em um menor despacho das térmicas, sendo estas deslocadas na curva de ordem de mérito. Portanto, as usinas mais caras deixam de ser despachadas, reduzindo, assim, o preço do mercado” (2017b, p. 3).

²⁶ No limite, existem situações nas quais, devido à massiva geração de fontes renováveis, exista um excesso de oferta em um determinado momento que pode levar a preços negativos no mercado de curto prazo. Esta situação ocorreu, por exemplo, na Alemanha, onde em alguns dias do mês de março de 2014 o aumento da geração eólica permitiu que o país exportasse energia e reduzisse os preços ao ponto de torná-los negativos por algumas horas. Esse fenômeno esteve associado à presença de geração nuclear na matriz. As centrais nucleares têm um tempo de arranque muito lento o que faz com que qualquer parada implique em perda total ou parcial de receita por um período longo, frequentemente bem superior a um dia. Isso faz com que centrais nucleares se disponham a pagar para não serem desligadas, remunerando a perda de produção de geradores renováveis (CASTRO et al., 2014).

Mais especificamente, em situações com condições extremamente favoráveis, onde uma central renovável com custo marginal zero ou próximo a zero assuma a posição de usina marginal que equilibra oferta e demanda, o preço de mercado tende a zero e pode estacionar em níveis muito baixos enquanto a demanda puder ser satisfeita apenas com estas plantas renováveis. Em outras situações, ainda favoráveis para fontes alternativas, mas em que apenas parte da demanda seja satisfeita com estas plantas, deverá ocorrer um deslocamento de parte das centrais movidas a combustíveis fósseis, com conseqüente redução do preço de mercado. Isto ocorre porque apenas centrais térmicas de menores custos variáveis estão sendo despachadas. O Gráfico 13 ilustra uma curva de ordem de mérito estilizada para o caso alemão e demonstra como a inserção de energias renováveis - com custo marginal próximo de zero - impacta na formação de preço de curto prazo deste mercado. Quanto maior for a geração das plantas renováveis, menos térmicas serão necessárias para atender a demanda, implicando em um preço de mercado mais baixo.

Gráfico 13 - Curva de Ordem de Mérito Estilizada para o Caso da Alemanha



Fonte: Cludius, Hermann e Matthes, 2013.

Fica evidente, portanto, que a maciça inserção de fontes renováveis em sistemas com mercados de curto prazo de energia provoca redução dos preços de mercado, podendo ocasionar, inclusive, em preços negativos. É de se esperar que com preços menores haja um desestímulo a novos investimentos em centrais movidas a combustíveis fósseis, impactando negativamente a expansão do sistema. Ocorre por outro lado que, com a crescente participação das renováveis, caracterizadas por serem intermitentes, se faz necessária uma maior reserva de fontes de geração firmes e de rápida sincronização com o sistema, tipicamente térmicas movidas a combustíveis fósseis. Entretanto, devido aos baixos preços no mercado de energia, os investidores podem não ter incentivos econômicos adequados para investir em fontes firmes de geração, pois dificilmente conseguiriam remunerar seus custos fixos, expondo um grave problema no que diz respeito à expansão do sistema.

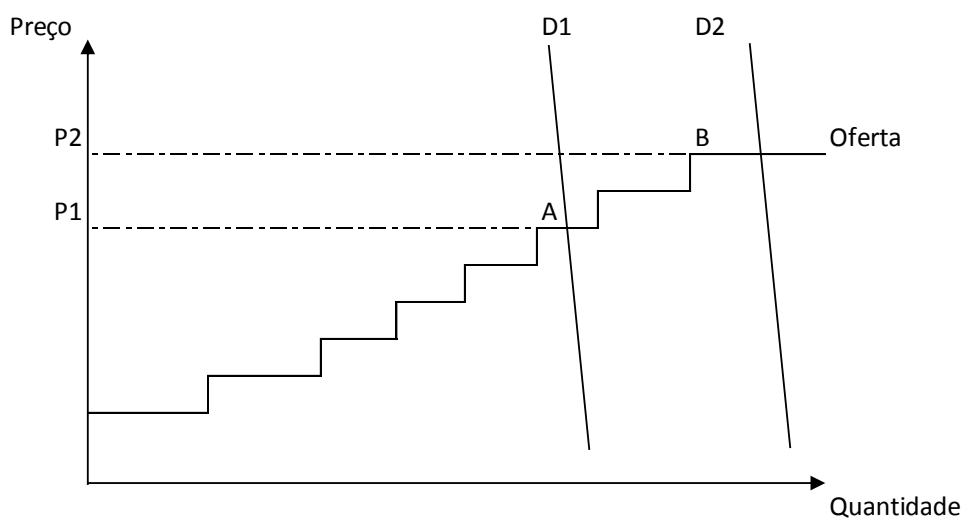
Por fim, a terceira limitação está associada à própria formação de preços no mercado de energia. Mesmo em um sistema puramente térmico, no qual se espera que o preço seja menos volátil, sempre positivo e correlacionado ao preço dos combustíveis, o mercado de energia pode não gerar incentivos para a apropriada expansão do sistema.

Conforme já salientado, em mercados de energia, o preço é determinado pelo custo da última usina despachada necessária para atender a demanda. Assim, todos os geradores despachados antes da usina marginal recebem uma receita maior do que seu custo variável. Portanto, estas plantas são capazes de remunerar além do custo variável, parte dos seus custos fixos e do custo do capital investido. Contudo, a usina marginal será remunerada apenas em função do seu custo variável, que neste caso determina o preço de mercado, impossibilitando este empreendimento de recuperar os custos fixos ou os custos com capital investido. Nesse sentido, espera-se que geradores com baixa frequência de despacho assumam posição de geradores marginais na maioria dos cenários, não conseguindo, portanto, auferir receitas suficientes para sustentar o

negócio, mesmo que sejam plantas tecnicamente eficientes para geração de ponta. Este problema é conhecido na literatura como o problema da suficiência da receita ou *Missing Money Problem* (CASTRO et al., 2017b).

O Gráfico 14 ilustra a ocorrência do *missing money* em um mercado de energia hipotético. Neste cenário, quando a demanda for D1, a última usina despachada será o empreendimento A, sendo este remunerado pelo preço P1 igual ao seu custo variável. Supondo-se que a demanda passe a ser D2, a usina marginal passa a ser a B, implicando em um novo preço de mercado, P2, igual ao custo variável do agente B. Nesta situação, a usina A passa a receber um preço maior do que seu custo marginal, suficiente para cobrir custos fixos e remuneração do capital, mas B recebe apenas o equivalente a seu custo variável. Portanto, fica evidente que as usinas marginais, se remuneradas apenas no mercado de energia, recebem apenas uma remuneração suficiente para cobrir seus custos variáveis, implicando na ocorrência do *missing money*, ou seja, a receita adicional que falta ao gerador marginal para conseguir cobrir também seus custos fixos e remunerar o seu capital.

Gráfico 14 - *Missing Money* no Mercado de Curto Prazo de Energia



Fonte: Castro et al., 2017b.

Deve-se ressaltar que, embora o gerador marginal tenha custos marginais maiores, ainda assim é necessário para aumentar a segurança do sistema. Entretanto, fica evidente que o preço do mercado de energia, formado com base no custo variável das usinas marginais, não cria incentivos para que estas usinas continuem a operar mercado.

Em suma, o mercado de energia *per se* apresenta falhas que acabam por impedir a correta expansão dos sistemas elétricos. Diante destas limitações, os países têm adotado diferentes mecanismos para garantir o investimento na expansão, geralmente através de mercados e contratos de longo prazo, sendo um deles a criação de mecanismos de capacidade ou confiabilidade, os quais serão analisados na seção seguinte.

4.2. Mercados de Longo Prazo: Mecanismos de Capacidade e Confiabilidade

Os mercados a prazo foram criados, de forma geral, com objetivo de garantir a segurança e expansão de seus sistemas, através de contratações de longo prazo, e são encontrados na maioria dos países (CASTRO et al., 2017a). Alguns dos principais mecanismos de contratação a prazo são os contratos bilaterais, os leilões de energia e os mercados de capacidade e confiabilidade.

Os contratos bilaterais são acordos de longo prazo assinados entre dois agentes do mercado, normalmente um gerador e um distribuidor, comercializador ou consumidor livre. Estes contratos são caracterizados principalmente por serem de livre negociação entre os agentes, que definem a quantidade de energia a ser entregue, o prazo de fornecimento e o preço. Os leilões de energia, por sua vez, possuem duas características fundamentais comuns aos países que os adotam, como o Brasil, Peru e o Chile (BRANDÃO et al., 2016).

- i. Estes mecanismos oferecem contratos com prazos bem mais longos do que os verificados nos demais países, que não adotam o sistema de leilão;

- ii. Não existe um preço de mercado único, pois os leilões podem prever vários produtos e cada agente recebe o preço ofertado para seu produto por toda a duração do contrato, com um mecanismo específico de indexação.

Tendo em vista que tanto os contratos bilaterais como os leilões de energia já são empregados como mecanismo de contratação de longo prazo no SEB, esta seção será dedicada a analisar com maior detalhe os mercados de capacidade e confiabilidade, com objetivo de identificar suas principais características e possíveis implicações para o caso brasileiro.

A grosso modo, os mercados de capacidade e confiabilidade procuram criar uma remuneração adequada que ajude tanto a garantir a segurança de fornecimento, como induzir à correta expansão do sistema através da adoção de mecanismos de mercado. Desse modo, se busca responder ao duplo objetivo de, no curto prazo, assegurar que exista reserva suficiente no sistema que possa ser chamada a operar em períodos críticos e, no longo prazo, permitir a expansão adequada do sistema para atendimento à demanda futura (CASTRO et al., 2017b).

Sobre os mercados de capacidade e confiabilidade, o ISO New England (2012) aponta algumas características básicas e comuns desses mercados:

- i. O regulador ou operador do sistema estabelece uma demanda projetada para o futuro que contempla as necessidades de reserva do sistema;
- ii. Realizam-se leilões onde os geradores, sejam estes existentes ou novos, oferecem capacidade disponível a um determinado preço;
- iii. O preço do leilão resulta do equilíbrio entre oferta e demanda, sendo que todos os geradores contratados recebem o mesmo preço por um período de tempo determinado, independentemente de serem chamados a operar ou não.

O fundamento central é que os mercados de capacidade e confiabilidade funcionem de forma análoga a um mercado de energia de curto prazo, com a diferença de que a curva de demanda nestes mercados é estabelecida de forma regulatória (CRAMTON; OCKENFELS; STOFT, 2013). O preço de equilíbrio é resultante, portanto, da interação entre esta demanda regulatória e a oferta dos agentes, que varia livremente segundo mecanismos de mercado.

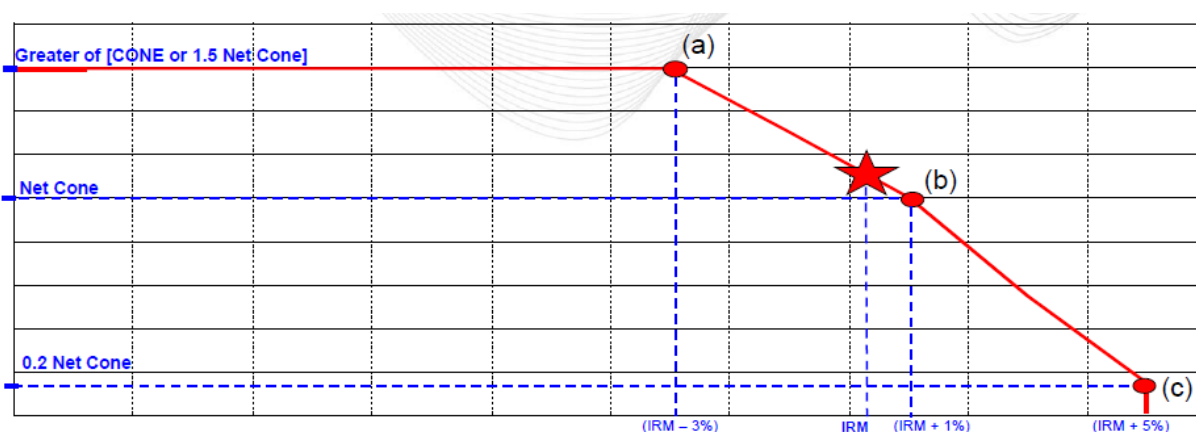
Um parâmetro chave para a elaboração da curva de demanda é o conceito do custo de uma nova usina entrante (*Cost of a New Entry* – CONE). De acordo com o que define o DECC (2015), o CONE corresponde ao custo fixo total, incluindo remuneração do investimento, para se adicionar uma nova usina de tecnologia marginal ao sistema, por exemplo, uma planta de gás ciclo aberto.

Em princípio, embora o mercado de energia *per se* não garanta que uma central marginal recupere todos seus custos fixos apenas através do livre funcionamento desse mercado, é provável que em alguns períodos estas usinas entrantes sejam despachadas com um preço de mercado maior do que seus custos variáveis, permitindo que recuperem parte dos custos fixos. Assim, os mercados de capacidade e confiabilidade não precisam remunerar a totalidade do custo fixo, mas apenas a parte deste que não é possível recuperar via mercado de energia. Por esta razão, além do valor do CONE, se calcula também o NET CONE, isto é, o valor líquido da remuneração do novo entrante que é preciso remunerar via mercado de capacidade ou confiabilidade e que corresponde a uma parcela do custo fixo de uma nova usina. Por exemplo, no caso do Reino Unido, o NET CONE corresponde ao CONE menos a remuneração esperada do mercado de energia (DECC, 2015).

Desse modo, a introdução do conceito do NET CONE procura resolver o problema da insuficiência da receita, representado pelo *missing money*. É justamente em função do NET CONE que se estrutura a curva de demanda dos mercados de capacidade e confiabilidade. Mais

especificamente, o NET CONE corresponde ao ponto ótimo de contratação de capacidade. Em função desse valor se determina um preço teto regulatório para a demanda, bem como um preço mínimo, conforme se observa no Gráfico 15. Neste exemplo, o preço teto representa 1,5 vezes o valor do NET CONE, enquanto o preço mínimo, 20% desse valor. Esta estrutura garante, por um lado, que a curva de demanda regulatória seja negativamente inclinada e, por outro, um maior incentivo à concorrência. Consequentemente, o resultado do leilão estará em algum ponto ao longo da curva de demanda (CASTRO et al., 2017b).

Gráfico 15 – Exemplo de Demanda Regulatória para um Mercado de Capacidade



Fonte: Schidecker, 2016, p. 5, apud Castro et al., 2017b, p. 35.

Em mercados de capacidade tradicionais, como verificado no Reino Unido, por exemplo, os geradores têm a obrigação de vender capacidade física ao sistema, sendo que a energia produzida por esta capacidade é negociada no mercado de curto prazo. Em princípio, quando requerido pelo operador, em casos de condições críticas do sistema²⁷, esta capacidade deve estar apta a fornecer a energia requerida (BOWRING, 2013).

Em resumo, a ideia central dos mercados de capacidade é que os geradores que foram contratados se comprometam a fornecer energia ao sistema sempre que este esteja em condições

²⁷ Cada país estabelece o que se considera como condições críticas do sistema e sob que circunstâncias os geradores com contratos de capacidade devem ser chamados a operar (CASTRO et al., 2017b).

críticas, garantindo, assim, a segurança do sistema. Contudo, a principal limitação atribuída ao mercado de capacidade tradicional é que, embora exista um incentivo para a contratação de capacidade, não existe garantia de que os geradores efetivamente irão a produzir energia quando o sistema estiver nas chamadas condições críticas (ISO NEW ENGLAND, 2016).

Neste contexto, o mercado de capacidade tradicional pode ser modificado para incluir um incentivo ao desempenho, dando lugar ao mercado de confiabilidade. Portanto, a diferença fundamental entre o mercado de capacidade tradicional e o mercado de confiabilidade é que no segundo existe um forte incentivo para a boa performance dos geradores nos momentos críticos do sistema.

Nesse sentido, Cramton, Ockenfels e Stoft (2013) destacam que, em alguns casos, o mercado de capacidade pode contar com uma opção de confiabilidade (*reliability option*). Assim, a relação entre mercado de capacidade e o mercado de energia acontece por meio do preço no mercado de energia. Sempre que o sistema estiver em condições críticas, o preço de curto prazo tende a aumentar rapidamente. Neste esquema, o regulador coloca um preço máximo no mercado de energia e, toda vez que o preço de curto prazo superar o preço máximo estabelecido, todos os geradores com contratos de capacidade serão chamados a operar. Cabe destacar que esta energia é remunerada ao preço máximo estabelecido, ou seja, se executa a opção de confiabilidade.

Assim, em mercados de confiabilidade, a remuneração do gerador é formada por dois componentes. O primeiro, fixo pelo tempo de duração do contrato, decorre do mercado de capacidade, enquanto o segundo, caracterizado por ser variável, decorre da venda de energia no mercado de energia. Deve-se ressaltar que, quando o gerador é chamado a operar, este recebe uma remuneração igual ao menor valor entre o preço de mercado e o preço de exercício da opção de confiabilidade.

Dentre os mercados que dispõem do mecanismo de confiabilidade, destacam-se a Colômbia e o ISO New England, além do PJM, que se encontra em fase de transição entre o mecanismo tradicional de capacidade para o de confiabilidade. Especificamente quanto ao caso da Colômbia, aplica-se um mercado de confiabilidade caracterizado pelo uso da opção de confiabilidade nos moldes descritos acima. De forma geral, conforme salientam Castro et al. (2017b), a Colômbia tem aplicado o esquema de confiabilidade a fim de garantir que aqueles geradores contratados no mercado de capacidade de fato produzam energia nos momentos críticos do sistema, conforme será analisado na próxima subseção.

4.2.1. Mecanismo de Confiabilidade: o Caso Colombiano

O estudo do setor elétrico colombiano é especialmente interessante pela similaridade que sua matriz elétrica apresenta em relação à matriz brasileira. Assim como no caso brasileiro, a Colômbia conta com uma matriz hidrotérmica, onde, em dezembro de 2016, a fonte hídrica respondia por 69,93% da capacidade instalada total, com 11.606,40 MW, enquanto as fontes térmicas representavam 29,96% deste total, com 4.972,20 MW. Porém, diferentemente do que se observa no Brasil, a indústria elétrica colombiana possui uma participação ainda bastante incipiente de fontes alternativas, como a eólica, com apenas 18,4 MW instalados em dezembro de 2016 (UPME, 2017).

Para se compreender o atual cenário do mercado elétrico colombiano, faz-se necessário recorrer a um breve histórico do setor. Até o ano de 2006, se aplicava na Colômbia o chamado encargo de capacidade, calculado para cada kW disponível e remunerado por uma receita anual capaz de cobrir os custos fixos de um kW instalado da tecnologia de ponta mais eficiente²⁸. A ideia central era manter o desenho de mercado sem criar grandes distorções no preço e deixar que o mercado se encarregasse de distribuir a remuneração da capacidade entre os geradores. Neste

²⁸ À época, utilizava-se como referência o custo fixo de turbinas a gás natural ciclo aberto.

esquema, o gerador deveria incluir em sua oferta de energia no mercado o seu Custo Equivalente do Encargo por Capacidade, calculado com base em sua Capacidade Remunerável Teórica e multiplicado pelo valor estabelecido por kW para a tecnologia mais eficiente (SANCHEZ; ARCINIEGAS, 2004).

Entretanto, conforme assinalam Villareal e Córdoba (2008), este esquema apresentou diversas limitações, tais como:

- i. Não existia uma remuneração adequada para as diferentes tecnologias, já que se usava a tecnologia de ponta como referência;
- ii. As usinas hidroelétricas, por serem as tecnologias mais eficientes e menos custosas, eram as que recebiam maior receita por capacidade, embora não necessariamente aportassem confiabilidade ao sistema, especialmente no período de seca;
- iii. Criou-se um incentivo espúrio para que as usinas hidrelétricas mantivessem os reservatórios cheios, pois a medição da capacidade disponível era feita com base no nível do reservatório no momento. Assim, quanto mais cheio o reservatório, maior a potência associada e, portanto, maior seria o encargo.

Diante das limitações apresentadas, optou-se, no ano de 2006, pela substituição do esquema de encargo de capacidade por um mercado de confiabilidade. Assim, o atual desenho de mercado da indústria elétrica da Colômbia contempla um mercado de contratos de longo prazo, um mercado de energia de curto prazo e um mercado de confiabilidade.

Em resumo, no mercado de contratos bilaterais de longo prazo os agentes compram e vendem energia a preços, quantidades e condições negociados livremente (CREG, 2016a). Por sua vez, no mercado de energia de curto prazo - denominado Bolsa de Energia - participam todos os geradores e comercializadores e se transaciona um produto único, a energia. Na Bolsa, os

geradores informam sua disponibilidade horária e preço²⁹ para cada hora do dia seguinte, sendo o despacho realizado pela ordem de mérito. Assim como em um mercado de curto prazo genérico, o preço de mercado colombiano é formado pelo último gerador despachado necessário para atender a demanda. Destaca-se, no entanto, que este é um preço “uninodal”, ou seja, que este considera o despacho ideal como se a rede de transmissão não tivesse nenhuma restrição. Portanto, o despacho ideal - que forma o preço de mercado - difere do despacho real, no qual se devem considerar todas as restrições da rede (CREG, 2016a).

Conforme já salientado, além das transações baseadas em contratos bilaterais e do mercado de energia de curto prazo, a Colômbia desenvolveu um mercado de confiabilidade. Neste mercado se transaciona um único produto, as chamadas Obrigações de Energia Firme (OEFs), que são definidas como um compromisso dos agentes geradores em produzir a energia firme³⁰ declarada durante a ocorrência de condições críticas de fornecimento (CREG, 2016b). Observa-se que, visando garantir um bom desempenho dos geradores, não se transacionam neste mercado energia física ou potência, mas sim um produto desenhado especialmente para garantir a confiabilidade de fornecimento de energia tanto no longo prazo, quanto em períodos de seca.

Com intuito de incentivar a correta expansão de longo prazo do sistema, as OEFs possuem diferentes prazos de duração, a depender do tipo de projeto considerado. De acordo com o órgão regulador colombiano, *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), no caso de novas centrais de geração, ainda em estágio de planejamento, as OEFs podem ser de até 20 anos. No caso de plantas que estão sendo construídas, as OEFs podem durar até 10 anos. Já no caso de usinas existentes e em operação, as OEF possuem prazo anual (CREG, 2016b).

²⁹ No preço se consideram apenas custos variáveis e o custo de oportunidade (CREG, 2016a).

³⁰ Entende-se por energia firme a máxima energia que um determinado gerador pode produzir durante um ano de forma contínua em condições de hidrologia crítica (CREG, 2016b).

Um fato relevante diz respeito à contratação das OEFs para novos projetos, realizada através de leilão específico com três anos de antecedência ao requerimento efetivo da energia firme. A curva de demanda para este leilão é definida pelo regulador, o qual determina um preço teto equivalente a duas vezes o custo do entrante³¹, ou seja, duas vezes o valor do CONE (CREG, 2016b). Por sua vez, a curva de oferta é definida através das quantidades de energia firme ofertadas pelos geradores e investidores.

Neste contexto, o preço das OEFs é o resultado de equilíbrio entre as curvas de oferta e da demanda regulatória. Assim, todos os vencedores do leilão recebem uma OEF que lhes garante uma mesma remuneração fixa, ao longo de toda a vigência do contrato, igual ao preço de equilíbrio, com ajustes dados apenas pela inflação (CRAMTOM; STOFT, 2007). Observando as características desse mercado, Restrepo, Arango e Velez (2012) constatam que todos os geradores que possuem uma OEF recebem uma remuneração conhecida e estável, em US\$, durante o prazo de duração de seu contrato, independentemente de sua participação diária no mercado de energia, reduzindo-se, a priori, o risco dos novos investimentos. Vale ressaltar que tal remuneração é custeada pelos consumidores, que pagam um encargo compulsório específico para confiabilidade (CREG, 2016b).

O funcionamento do mecanismo de confiabilidade está atrelado ao mercado de curto prazo e pode ser classificado como uma opção do tipo *call*. Isto significa que, quando o preço da Bolsa de Energia supera um determinado nível, denominado como preço de escassez, os geradores que possuem os contratos de OEF são chamados a operar, recebendo pela eletricidade efetivamente gerada o preço de escassez (CASTRO et al., 2017a). As condições críticas do mercado colombiano ocorrem, portanto, sempre que o preço da bolsa for maior do que o preço de escassez. Como os geradores têm obrigação de gerar e entregar sua energia ao preço de

³¹ Custo de construção de uma nova central.

escassez, o mecanismo na prática coloca um preço teto ao custo da energia para os consumidores na bolsa de energia. Cabe ao CREG, o órgão regulador, a definição do preço de escassez, que é revisto e atualizado mensalmente em função da variação do índice de preços do combustível³². Restrepo, Arango e Velez (2012) salientam que, enquanto a opção não é executada, os geradores que possuem a OEF podem participar normalmente da Bolsa de Energia.

O esquema de confiabilidade da Colômbia foi implementado com objetivo de incentivar o bom desempenho dos geradores, tal como prevê um mercado padrão de confiabilidade. Nesse sentido, caso um gerador que possua uma OEF não entregue a energia despachada no período crítico, este deve comprar a energia que não produziu no mercado de curto prazo ao preço da Bolsa de Energia, enquanto é remunerado pelo preço de escassez (CREG, 2016b). Isso significa que é o próprio preço da Bolsa que atua como incentivo à performance dos geradores, já que em períodos de seca prolongada este preço tende a atingir valores muito maiores que o preço de escassez (CRAMTOM; STOFT, 2007). De fato, conforme será analisado na sequência, durante a seca que atingiu a Colômbia entre 2015 e 2016, o preço da energia elétrica na Bolsa alcançou valores superiores a 650 dólares por MWh³³, enquanto o preço de escassez permaneceu abaixo dos 150 dólares por MWh ao longo de todo o período (SIEL, 2017).

Nestes termos, a matriz elétrica colombiana detém uma grande participação da fonte hídrica e, conseqüentemente, sua geração de eletricidade varia em função das condições hidrológicas. Torna-se relevante o fato de o regime hidrológico colombiano ser amplamente afetado pelos fenômenos climatológicos El Niño e La Niña, onde o primeiro se caracteriza por apresentar

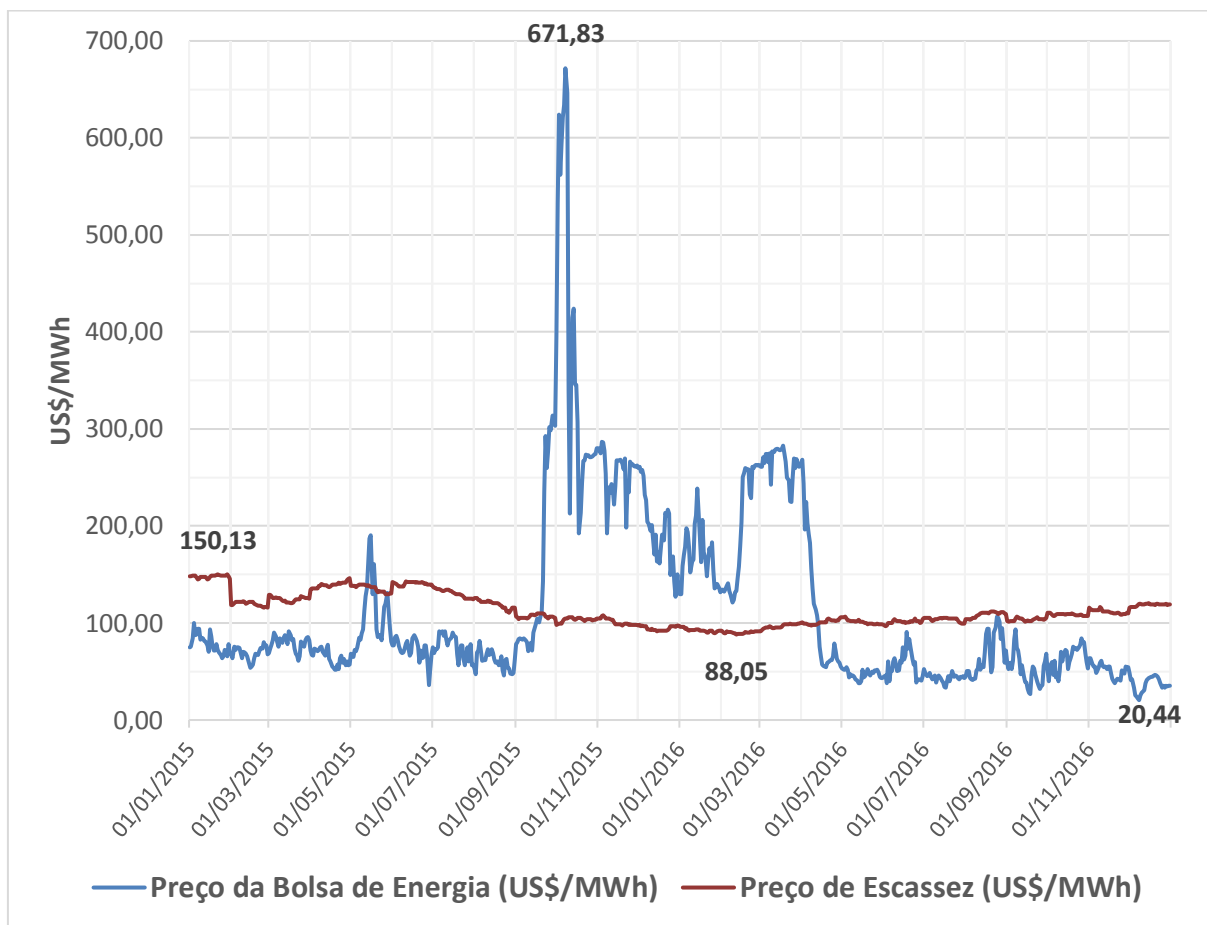
³² De acordo com CREG (2016b), este índice corresponde ao New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price.

³³ Mais precisamente, a Bolsa de Energia atingiu seu máximo ao longo do biênio 2015/2016 no dia 08 de outubro de 2015, com um valor de 1.942.890 pesos colombianos por MWh, o que representa 671,83 dólares por MWh, de acordo com cotação do Banco de la República, da Colômbia (BANCO DE LA REPÚBLICA, 2017).

pouca chuva, enquanto o segundo possui característica inversa, com muita chuva (MONTEALEGRE, 2007). Neste contexto, o fenômeno El Niño se fez presente de forma importante entre os anos de 2015 e 2016, impactando de forma severa o setor elétrico colombiano. Conforme apontam Díaz e Sierra (2016a), graças às baixas afluências, os reservatórios colombianos chegaram a 25% de sua capacidade total em abril de 2016.

Em função da crise hidrológica observada entre 2015 e 2016, o preço de energia no mercado de curto prazo teve uma forte escalada, chegando a custar mais de seis vezes o preço de escassez ao longo do mês de outubro de 2015 (SIEL, 2017). O Gráfico 16 ilustra esse cenário, fornecendo o preço da Bolsa de Energia e o preço de escassez, ambos em dólares americanos por megawatt-hora, entre janeiro de 2015 e dezembro de 2016. O gráfico apresenta ainda os valores máximos e mínimos de ambas as séries, deixando evidente a disparidade entre os preços em função da crise hidrológica verificada na Colômbia neste período.

Gráfico 16 – Preço da Bolsa de Energia e Preço de Escassez: janeiro de 2015 a dezembro de 2016 (em US\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria com base em SIEL, 2017.

O mercado de confiabilidade colombiano funciona como uma opção do tipo *call*, ou seja, quando o preço da Bolsa supera o preço regulatório de escassez, os geradores que possuem OEF são chamados operar, sendo remunerados apenas pelo preço de escassez. Como consequência do cenário hidrológico adverso, a geração termoeletrica teve forte alta a partir do último trimestre de 2015, passando de uma participação média de aproximadamente 28% no primeiro trimestre de 2015 para 48% no mesmo período de 2016 (DÍAZ; SIERRA, 2016a).

Diante desse cenário, apesar de as usinas termoeletricas terem sido acionadas conforme previam os contratos celebrados através do mercado de confiabilidade, algumas imperfeições ficaram evidentes. De acordo com Díaz e Sierra (2016b), em maio de 2016, 78% da capacidade térmica

da Colômbia correspondiam a usinas a gás natural, caracterizadas pela propriedade de poder operar com outros combustíveis além do gás natural. O intenso despacho térmico implicou em um forte aumento da demanda pelo gás natural por parte destas usinas, acarretando em cenário de insuficiência na oferta do gás natural frente à quantidade requerida. A incapacidade de atender a demanda pode ser explicada em alguma medida pela redução da produção do campo de La Guajira, mas, principalmente, devido à falta de infraestrutura de transporte deste combustível no país (CLAVIJO, 2016; DÍAZ; SIERRA, 2016b). Em decorrência desse cenário, várias das usinas tiveram que operar utilizando combustíveis líquidos de maior custo, como o óleo diesel.

Deve-se avaliar, assim, que o esquema de confiabilidade apresenta duas limitações principais. Por um lado, as usinas que geram eletricidade a partir de combustíveis líquidos, principalmente o óleo diesel, experimentam custos variáveis muito maiores do que o preço de escassez e, portanto, operam com prejuízo. Como exemplo, em novembro de 2015, a usina termoeletrica de Termocandelaria declarou indisponibilidade financeira por não conseguir arcar com seus custos de combustível (DÍAZ; SIERRA, 2016a). Por outro lado, há um acentuado risco financeiro para os agentes que por ventura não conseguirem cumprir com o despacho previsto em sua OEF, já que estes devem comprar a energia ao preço da Bolsa. Por exemplo, agentes que não conseguiram cumprir suas obrigações ao longo do biênio 2015-2016 ficaram expostos a preços de mercado muito superiores ao preço de escassez, que chegaram a superar o patamar de 650 dólares por megawatt-hora em outubro de 2015.

Diante desse cenário, Díaz e Sierra (2016a) concluem que a crise hidrológica verificada entre os anos de 2015 e 2016 revelou a necessidade de se rever o preço de escassez, definido regulatoriamente pelo CREG, e o mecanismo de confiabilidade como um todo, com objetivo de se evitar casos de indisponibilidade financeira, como ocorrido na usina de Termocandelaria.

Além disso, ficou evidente a urgência de se ampliar e aperfeiçoar a infraestrutura de transporte de gás natural colombiano, a fim de se evitar que as usinas tenham de operar com combustíveis mais caros em detrimento do emprego do gás natural.

As principais conclusões acerca do mecanismo de confiabilidade adotado na Colômbia e suas implicações para o caso brasileiro são tratadas no capítulo de conclusão desta dissertação.

4.3. Mercado de Serviços Ancilares: o Caso PJM

4.3.1. Serviços Ancilares: Definições e Contratação

De acordo com a análise realizada na seção 4.1, fica evidente que o adequado fornecimento do serviço de energia elétrica envolve a existência de capacidade suficiente para o desenvolvimento desse serviço, além da adoção de mecanismos que garantam e incentivem a correta expansão dessa capacidade. Entretanto, deve-se ressaltar o papel fundamental da qualidade do fornecimento neste processo. Nesse sentido, para se manter a qualidade requerida, é necessária a adoção de uma série de serviços complementares com objetivo de assegurar o correto funcionamento do sistema, através de uma operação eficiente e segura. A esses serviços atribui-se o nome de serviços ancilares (SILVA, 2001).

Conforme destaca Kirby (2007), os serviços ancilares sempre foram necessários dentro dos sistemas elétricos. Entretanto, diante do processo de desverticalização do setor observado em diversos países desde finais da década de 1980 - que culminou com a criação de mercados de energia e potência -, evidencia-se a necessidade de separar tais serviços como um produto diferente que também pode ser transacionado. Consequentemente, de acordo com Silva (2001), devem-se criar os sinais econômicos adequados para orientar a oferta e utilização destes

serviços. Torna-se necessário também melhor definir, medir e remunerar os chamados serviços ancilares.

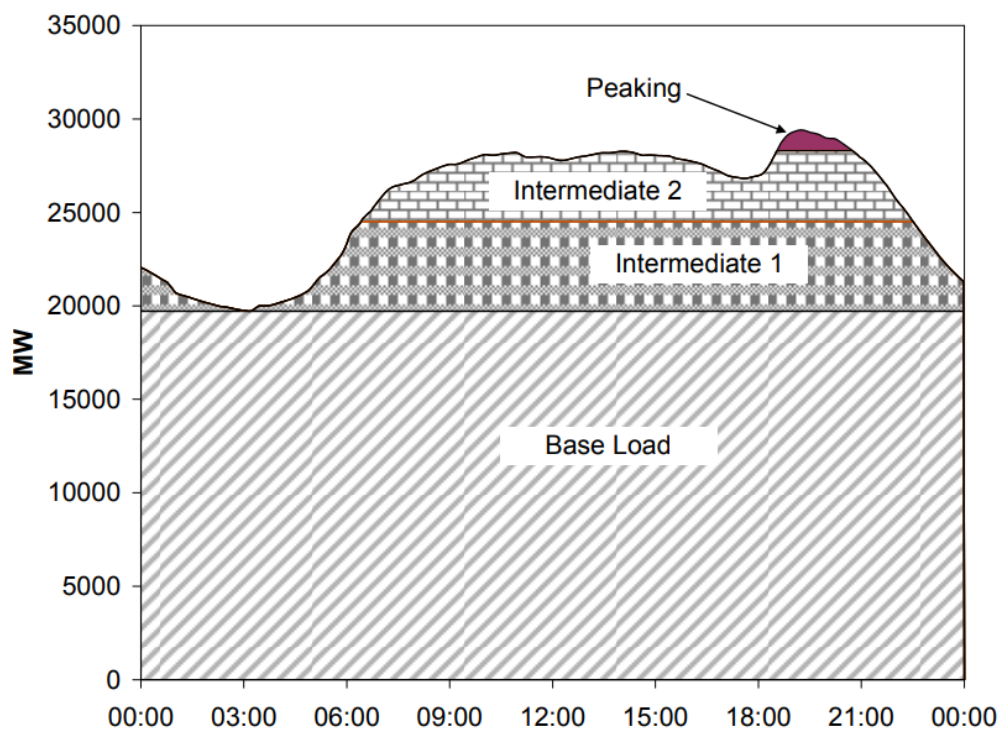
De forma mais ampla, os serviços ancilares estão normalmente associados à venda de energia elétrica, sendo que a sua função é garantir um bom funcionamento das redes, proporcionando uma correta continuidade de serviço e o controle dos níveis de tensão e frequência (SILVA, 2001). Mais especificamente, pode-se classificar os serviços ancilares em três grandes grupos, quais sejam, os serviços que são fornecidos em condições normais do sistema, os serviços necessários para fazer frente a contingências e outros serviços que o sistema requer para operar de forma segura e com qualidade (KIRBY, 2007).

No que diz respeito ao primeiro grupo, de serviços fornecidos em condições normais do sistema, o autor destaca dois fundamentais:

- i. Regulação ou controle de frequência: é um dos serviços essenciais para o funcionamento do sistema elétrico. Em condições normais de operação e em regime permanente, as instalações conectadas ao sistema devem operar dentro de uma gama de frequências definida para cada país. Como a energia elétrica possui a característica de não poder ser armazenada, há a necessidade de um equilíbrio constante entre geração e consumo. Quando a demanda é maior do que a produção, a frequência tende a diminuir, originando problemas na rede. Grandes variações na frequência podem levar à quebra de algum equipamento e até ao colapso do sistema, portanto manter a frequência no nível estabelecido é fundamental. Geralmente este serviço pode ser dividido em vários patamares, como, por exemplo, regulação primária e secundária, sendo a diferença o tempo e duração da resposta.
- ii. Acompanhamento da carga: é um serviço que ajuda ao operador a seguir as oscilações diárias da carga, não as pequenas diferenças que determinam variações na frequência,

mas aquelas oscilações típicas do comportamento diário da carga, por exemplo o aumento do consumo nas horas de ponta. O Gráfico 17 apresenta uma típica curva de carga diária com quatro classes de unidades geradores servindo a essa carga, quais sejam, plantas de base, dois tipos de intermediários e de pico. A partir desse gráfico se observa como o operador precisa despachar variadas fontes para atender às variações de demanda ao longo do dia. Embora a programação diária possa ser feita hora a hora, as usinas usadas para modular a carga têm que ter algumas características técnicas que permitam aumentar ou diminuir sua geração em um curto espaço de tempo mantendo a geração por algumas horas do dia.

Gráfico 17 - Oscilação Diária da Carga e Despacho



Fonte: Kirby, 2007.

É importante observar que a modulação da carga é um serviço fundamental em sistemas com alta participação de fontes intermitentes, por exemplo, eólicas e solares. Isso ocorre em função

das próprias características deste tipo de geração, que fazem com que não se possa prever exatamente a quantidade de energia a ser gerada por usinas intermitentes. Assim, torna-se imperativa a presença de fontes flexíveis que permitam acompanhar a carga durante o dia. Deve-se ressaltar que tal função pode ser desempenhada por fontes que possuam caráter despachável, como hídricas com reservatório ou usinas térmicas. Considerando que o perfil do setor elétrico brasileiro se encontra em um processo de transição para uma matriz hidrotérmica, com a expansão da fonte hídrica ocorrendo majoritariamente com usinas a fio d'água, o papel das usinas termoeletricas será cada vez mais importante para esse serviço, conforme examinado na seção 4.3.3.

Relativo ao segundo grupo de classificação dos serviços ancilares, aqueles que tratam de situações de contingência, três serviços se destacam:

- i. Reserva girante: denomina-se reserva girante a folga de geração que se encontra sincronizada ao sistema e pode entrar em operação em um curto espaço de tempo. Isto é, trata-se de uma reserva que está em estado de *standby* contínuo para responder a qualquer perda significativa de geração ou queda de alguma linha de transmissão. Esta folga implica em uma geração menor de energia para aquele gerador que se disponibiliza a fornecer este serviço, ou seja, há a presença custos de oportunidade.
- ii. Reserva não girante: é a folga de geração que não se encontra conectada ao sistema, mas pode ser ligada e fornecer energia em um espaço de tempo relativamente curto.
- iii. Reserva suplementar: pode ser definida como uma “reserva da reserva”. Isto é, são usinas que diante de alguma contingência podem fornecer energia caso as reservas girantes e não girantes não sejam suficientes ou para substituir alguma delas.

O terceiro e último grupo está associado aos serviços ancilares que normalmente são utilizados para se manter a qualidade e a segurança do sistema. Dentre estes serviços, os mais comuns são:

- i. Controle de tensão: serviço que se destina à manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos pelo sistema e à compensação dos requerimentos de potência reativa³⁴. Uma queda na tensão pode ocasionar, em alguns casos, na interrupção do fornecimento de energia elétrica e na sobrecarga de certos elementos da rede, o que evidencia a importância desse serviço.
- ii. *Black Start*: em situações extremas pode ocorrer a interrupção do serviço por falhas de elementos do sistema. Para retomar o normal funcionamento da rede deverão existir recursos para a rápida restauração do serviço, na forma de unidades geradoras com capacidade de restauração autônoma e linhas de transmissão com canais de comunicação adequados. A capacidade de restauração autônoma, denominada *Black Start*, é a capacidade que algumas unidades geradoras têm de entrar em funcionamento mesmo não existindo energia na rede. Para tanto, é necessária a instalação de geração auxiliar, que, quando acionada, incorre em custos de combustível (SILVA, 2001).

Embora a agregação apresentada por Kirby (2007) contenha os principais serviços ancilares comumente adotados pelos diferentes sistemas elétricos, não existe consenso sobre a classificação dos mesmos. Nesse sentido, Manso (2010) ressalta que a definição dos serviços ancilares pode variar em função das regras e dos padrões encontrados em cada região ou país.

Dada a necessidade do uso integrado e coordenado dos dispositivos de controle, a utilização dos serviços ancilares requer um agente independente e neutro para realizar a correta e segura operação do sistema elétrico. De acordo com Kirby (2007), os serviços ancilares são adquiridos

³⁴ A potência reativa é usada apenas para criar e manter os campos eletromagnéticos (BRANDÃO et al., 2017).

pelos operadores dos sistemas visando, sobretudo, a qualidade e o bom funcionamento da rede. Conforme destaca Manso (2010, p. 28), a contratação dos serviços que precisam de uma administração centralizada é sempre realizada pelo operador em todos os sistemas do mundo, de tal modo que cabe a ele “solicitar a quantidade necessária para atender os requerimentos do sistema, sob condições de qualidade, confiabilidade e segurança”. No entanto, é notório que existem diferentes tecnologias de geração as quais se diferenciam por diversos fatores, como a eficiência, combustível empregado na produção, custos de capital, capacidade de controle e velocidade de resposta. Assim, é compreensível que os serviços ancilares possuam custos distintos a depender do tipo de tecnologia empregado na geração de seu fornecimento, bem como diferentes formas de contratação e remuneração.

O serviço de regulação de frequência, seja esta primária ou secundária, incorre principalmente em custo de oportunidade, ou seja, o custo de deixar de vender sua produção no mercado de energia. Isto ocorre porque para fornecer este serviço, o agente deve vender uma quantidade de energia ao mercado em um volume menor do que poderia, a fim de poder variar sua produção conforme as necessidades de regulação do sistema. Adicionalmente, existem outros custos menos expressivos, como a perda de eficiência da usina por operar fora de seu ponto ótimo (KIRBY, 2007).

No que diz respeito aos serviços de acompanhamento da carga, Myles e Herron (2012) sinalizam que, além do custo de oportunidade, a prestação deste serviço implica em uma maior perda de eficiência das usinas, o que no caso das térmicas se traduz em maior custo de combustível. Os autores apontam ainda que a prestação desse serviço implica em um aumento do custo de manutenção das usinas utilizadas, pois a flexibilidade requerida acarreta em um maior desgaste dos equipamentos. Por fim, deve-se ressaltar que em algumas situações os

serviços de acompanhamento da carga resultam em um custo adicional de arranques e paradas das usinas prestadoras.

Conforme salienta Kirby (2007), os custos de fornecimento de serviços de reserva - girante, não girante e suplementar – são muito parecidos com os verificados para o acompanhamento da carga. Verifica-se a presença de custos de oportunidade, elevada manutenção, custos variáveis com combustível (no caso de térmicas), além dos custos de arranques e paradas. Por fim, os serviços de controle de tensão e de *Black Start* implicam em custos adicionais de capital em equipamentos específicos para a prestação destes serviços, o que encarece o investimento dos geradores, além de aumentar os custos de manutenção (KIRBY 2007).

Como mencionado anteriormente, as formas de contratação também variam em função do tipo de serviço, basicamente como consequência da estrutura de custos envolvida em cada serviço. Nesse sentido, Rebours et al. (2007) assinalam que existem quatro formas principais de adquirir os serviços ancilares, quais sejam, a provisão obrigatória, os contratos bilaterais, os leilões e via mercado *spot*.

A provisão obrigatória é o mecanismo mais simples para buscar o fornecimento de um serviço ancilar. De forma geral, ela é utilizada nos sistemas que não possuem um mercado de energia e estabelece a obrigatoriedade por parte dos geradores em prestar determinados serviços, sem receberem remuneração específica para tal. A contratação bilateral, por sua vez, constitui um mecanismo no qual as condições de fornecimento, prazos e preços são negociadas entre os agentes. Os mecanismos de contratação por leilões ou via mercado *spot* são processos competitivos nos quais o operador busca obter os serviços necessários para o bom funcionamento do sistema ao menor preço possível. Estes mecanismos se distinguem no que diz respeito ao prazo de contratação. Enquanto os leilões são empregados para contratação de longo prazo, o mercado *spot* é utilizado para compras no curto prazo. Manso (2010) alerta que,

apesar de se tratarem de mecanismos mais competitivos e transparentes, estes processos incorrem em maiores custos administrativos. Além disso, nestes mecanismos, é possível que algum dos agentes exerça poder de mercado.

De acordo com Kirby (2007), pode-se separar os diferentes serviços ancilares de acordo com os mecanismos normalmente adotados para contratá-los. Assim, tipicamente se contratam os serviços de regulação, acompanhamento da carga e de reservas utilizando-se mecanismos de mercado, por exemplo a través de mercados de reservas. Por outro lado, os serviços de *Black Start* e controle de tensão, que requerem investimentos em equipamentos específicos e posicionamento em localidades estratégicas, são normalmente contratos por mecanismos de longo prazo, por exemplo, contratos bilaterais.

Com a introdução de ambientes competitivos no setor elétrico, os serviços ancilares passaram, em geral, a ser considerados separadamente do fornecimento da energia, uma vez que o seu provimento acarreta custos aos provedores. Além disso, afetam de forma significativa a eficiência das unidades geradoras. Assim, torna-se necessário identificar e classificar os serviços ancilares e atribuir-lhes um preço ou valor para que seja possível comercializá-los e remunerá-los de forma adequada (SILVA, 2005). Neste sentido, os serviços ancilares podem ser não remunerados ou remunerados por um dos seguintes esquemas (REBOURS et al., 2007):

- i. Preço regulado;
- ii. Preço de oferta (*Pay as Bid Price*);
- iii. Preço marginal (*Common Clearing Price*).

Apesar de um sistema não remunerado ser bastante conveniente para o operador, este tende a não ser economicamente ótimo. Isso ocorre por duas razões principais. Primeiro, destaca-se que não há incentivo para que um gerador forneça de forma eficiente esses serviços. Segundo, o

fato de não os remunerar implica em um necessário incremento do preço da energia elétrica (por parte das unidades geradoras), tendo em vista os custos incorridos para seu fornecimento.

Por definição, um preço regulado é estabelecido pelo regulador ou pelo operador e, usualmente, é o mesmo para todos os provedores do serviço, sendo válido por um período determinado de tempo (REBOURS et al., 2007). Essa forma de remuneração é particularmente justificada quando há agentes exercendo poder de mercado. De forma geral, contudo, o preço regulado é um sistema não desejável, tendo em vista que este reflete de forma imperfeita o custo real do fornecimento do serviço, sobretudo quando o custo varia ao longo do tempo ou em função de outras circunstâncias.

Em um sistema do tipo *Pay as Bid Price*, o gerador é remunerado ao preço da sua própria oferta. Esse método é adequado quando a qualidade dos serviços ancilares oferecidos é altamente diferenciada e, portanto, essas ofertas não são facilmente comparáveis. Contudo, conforme ressaltam Rebours et al. (2007) e Manso (2010), esse esquema não apresenta incentivo para que o gerador ofereça ao seu preço marginal, exceto quando a concentração de mercado for baixa.

O esquema do tipo *Common Clearing Price* é o mais utilizado pelos operadores (MANSO, 2010). Nessa modalidade, todos os fornecedores bem-sucedidos (em sua oferta) são remunerados pelo preço da última oferta aceita no mercado. Este esquema dá incentivos reais aos fornecedores para oferecerem ao seu custo marginal. Por outro lado, não é aplicável a produtos diferenciados porque todas as ofertas têm de ser comparáveis. Sob condições de competição, o preço de mercado se aproxima do preço marginal (REBOURS et al., 2007).

A partir da exposição dos conceitos e definições envolvidos nos mecanismos de serviços ancilares, torna-se interessante uma análise de alguma aplicação prática desses mercados. Nesse sentido, optou-se pelo exame dos mercados de serviços ancilares observados no caso PJM, conforme apresentado na sequência.

4.3.2. Serviços Ancilares: o Caso PJM

Conforme já introduzido, adicionalmente à função de prover energia elétrica aos consumidores finais, cabe aos operadores do sistema a responsabilidade de assegurar a confiabilidade do sistema. Para este fim, os mercados de energia mantêm uma série de serviços complementares, os chamados serviços ancilares, que garanta que seja sempre possível equilibrar oferta e demanda pela eletricidade em tempo real.

No caso específico dos Estados Unidos, existem sete mercados distintos de energia, cada qual operado por um Operador Regional de Transmissão (*Regional Transmission Operator – RTO*) ou por um Operador Independente do Sistema (*Independent System Operator – ISO*), que são responsáveis por gerenciar a infraestrutura de transmissão em sua região, operar os mercados de energia e de serviços ancilares, bem como manter a confiabilidade do sistema (FERC, 2017). É importante salientar que cada mercado de energia possui seu próprio conjunto de serviços ancilares, que variam de acordo com suas próprias definições em termos dos requisitos e dos mecanismos de contratação e remuneração de cada mercado.

Apesar da gama de serviços oferecidos e das definições variarem de mercado a mercado, em geral, os operadores do sistema americanos procuram adequar seus mercados de serviços ancilares aos padrões de confiabilidade estabelecidos pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC)³⁵, pela *North American Electric Reliability Corporation* (NERC)³⁶ e pelos Conselhos Regionais de Coordenação. Isso confere aos sistemas americanos mercados de serviços ancilares bem definidos e desenvolvidos, possibilitando que estes possuam elevada

³⁵ A FERC é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo. Dentre as atribuições da FERC, destaca-se o papel de regulador da transmissão e do mercado atacadista de energia elétrica, bem como a atividade de monitoramento deste mercado (FERC, 2017).

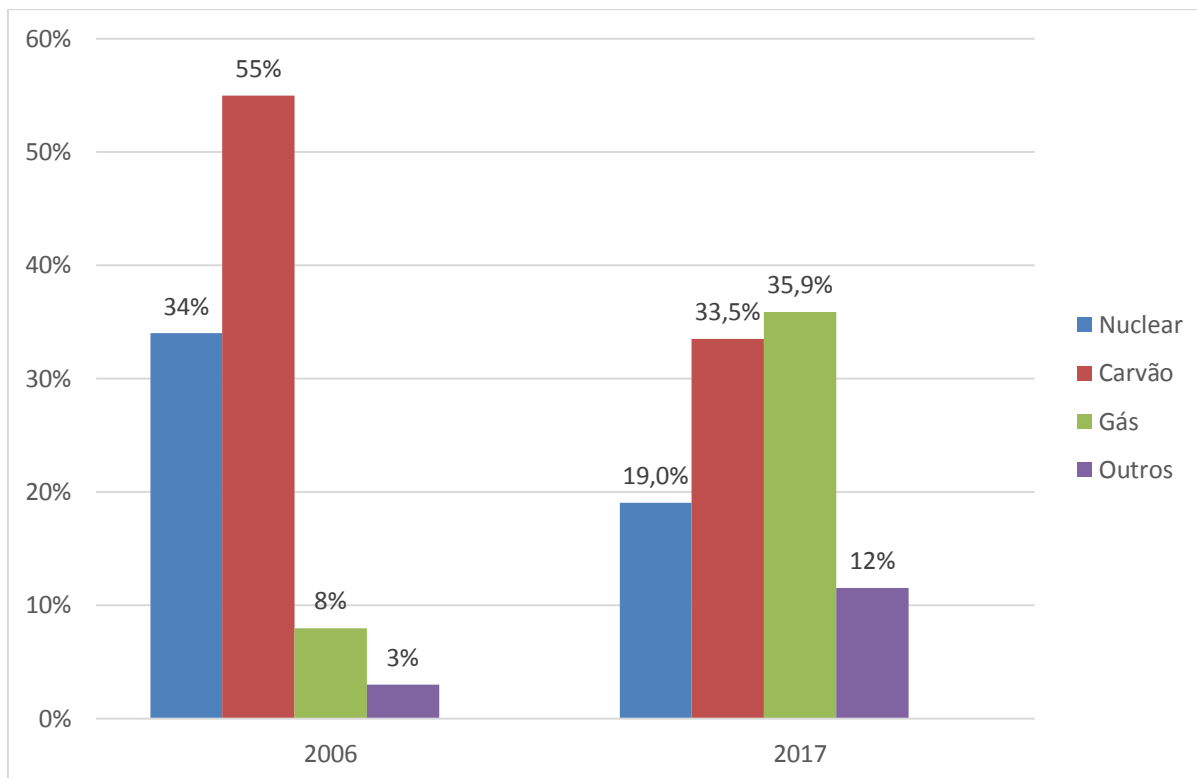
³⁶ A NERC é uma autoridade regulatória criada com a missão de assegurar a confiabilidade e a segurança dos mercados de energia elétrica nos Estados Unidos (NERC, 2017).

importância no funcionamento e operação dos sistemas nos quais estão inseridos. Tendo em vista esse contexto, a escolha pelo mercado do PJM se deu majoritariamente por dois fatores. Primeiro, trata-se de um mercado bastante expressivo e importante, tanto em termos de volume transacionado, quanto em termos de capacidade do sistema. Além disso, o PJM possui uma matriz bastante interessante, composta quase que exclusivamente por usinas térmicas a carvão e a gás natural, e por uma forte presença de usinas nucleares (PJM, 2017). Considerando a crescente presença das fontes térmicas na matriz brasileira, bem como sua perspectiva de expansão, torna-se relevante estudar sistemas com a presença maciça de usinas térmicas. Esta questão será mais profundamente abordada na seção de conclusões e implicações para o caso brasileiro.

Observa-se, ao longo da última década, um importante movimento de alteração da composição da matriz elétrica da região do PJM. Essa mudança está sendo impulsionada principalmente pela combinação de baixos preços do gás natural com a oferta de tecnologias mais eficientes de geração. Nesse sentido, é perceptível que antigas usinas termoeletricas movidas a carvão têm sido retiradas da matriz, enquanto um movimento inverso ocorre com as plantas a gás natural. O mercado do PJM tem sido muito favorecido com o desenvolvimento do gás de xisto, sobretudo pela proximidade com as duas maiores reservas de gás de xisto dos Estados Unidos, Marcellus e Utica. O Gráfico 18 ilustra esse movimento descrito ao apresentar a participação de cada fonte na capacidade instalada total do PJM para os anos de 2006 e 2017³⁷, evidenciando a redução observada pelas fontes térmicas a carvão e nuclear em detrimento da forte expansão das térmicas a gás natural (PJM, 2017).

³⁷ Em janeiro de 2017, a capacidade instalada total do PJM era de 178.541,1 MW, sendo composta da seguinte maneira: gás natural (35,89%), carvão (33,51%), nuclear (19,04%), petróleo (5,10%), hídrica (4,69%), biomassa (0,92%), eólica (0,62%) e solar (0,22%).

Gráfico 18 – Participação na Capacidade Instalada Total do PJM por Tipo de Fonte: 2006 e 2017



Fonte: Elaboração própria com base em PJM (2017).

De acordo com Zhou, Levin e Conzelmann (2016), o PJM implementou alguns mercados de serviços ancilares no ano de 2001 para otimizar a provisão de energia, dos serviços de regulação de frequência e de reservas. Atualmente, em 2017, o PJM dispõe de três mercados específicos para serviços ancilares – o Mercado de Regulação, o Mercado de Reserva Sincronizada e o Mercado de Reserva Não Sincronizada -, para além da prestação dos serviços de Black Start por meio de contratos bilaterais. A Tabela 7 fornece uma breve descrição dos produtos transacionados dentro desses mercados, os quais serão aprofundados na sequência.

Tabela 7 – Resumo dos Serviços Ancilares Ofertados dentro do Sistema PJM.

Produto	Descrição
Regulação de Frequência	<ul style="list-style-type: none">• São serviços de ajuste da oferta de eletricidade (para cima ou para baixo) em resposta aos sinais fornecidos;• Devem responder em até 10 minutos.
Reservas Sincronizadas (Reserva Girante)	<ul style="list-style-type: none">• Plantas permanentemente sincronizadas à rede;• Devem responder em até 10 minutos.
Reservas Primárias	<ul style="list-style-type: none">• Corresponde à soma da reserva girante com a reserva não girante;• Devem responder em até 10 minutos.
Black Start	<ul style="list-style-type: none">• No caso de interrupção do fornecimento de eletricidade, o serviço de <i>Black Start</i> deverá ser utilizado para suprir a eletricidade de modo a ajudar o sistema a se restabelecer.

Fonte: Elaboração própria com base em Zhou, Levin e Conzelmann (2016) e PJM (2017).

Dentre as atribuições do PJM, é de sua responsabilidade determinar as demandas horárias para os serviços de regulação de frequência e de reservas sincronizadas em concordância com os requisitos de confiabilidade estabelecidos pela NERC. Além disso, cabe ao PJM monitorar e ajustar as reservas para garantir o cumprimento dos padrões definidos pela NERC e pelos Conselhos Regionais (ZHOU; LEVIN; CONZELMANN, 2016). Para tanto, o PJM dispõe dos seguintes produtos (ZHOU; LEVIN; CONZELMANN, 2016; PJM, 2017):

- i. **Regulação de Frequência:** as reservas de regulação devem ser capazes de aumentar ou diminuir suas produções em resposta aos sinais de controles automáticos dentro de no máximo cinco minutos com objetivo de manter o sistema dentro das metas pré-definidas de frequência. Neste mercado, os recursos devem ser suficientes para sustentar a totalidade da oferta de energia elétrica por até 40 minutos, sendo que o requerimento de regulação de frequência é igual a 700 MW durante períodos de pico e 525 MW durante os demais períodos. As concessionárias de distribuição devem atender às obrigações de regulação de frequência da rede por meio de geração própria, contratos bilaterais ou adquirindo-as através do Mercado de Regulação. Os agentes ofertantes deste serviço são basicamente plantas geradoras térmicas tradicionais (movidas a combustíveis

fósseis), alguns tipos de renováveis e unidades de estocagem de energia, como instalações de baterias, e são remunerados de forma variável em função dos serviços prestados ao PJM. Ressalta-se que a remuneração varia também em função do desempenho apresentado, isto é, quanto maior a velocidade e a precisão apresentadas no atendimento aos sinais do PJM, maiores as remunerações;

- ii. Reservas Sincronizadas (Reserva Girante): estas reservas devem permanecer sincronizadas à rede e aptas a converter sua capacidade em geração dentro de no máximo dez minutos após receber o sinal do operador do sistema, com objetivo de fornecer eletricidade caso a rede tenha uma inesperada necessidade de mais energia no curto prazo. O requerimento para o sistema do PJM é igual ao maior valor entre o requerimento mínimo definido pelo Conselho Regional ReliabilityFirst Corporation e a maior contingência momentânea no sistema. Além dos geradores tradicionais, os recursos demandantes de eletricidade também podem ofertar este serviço no Mercado de Reserva Sincronizada através da redução de seus usos de energia no curto prazo (*demand response*). As concessionárias de distribuição devem atender às obrigações de reserva sincronizada da rede por meio de geração própria, contratos bilaterais ou adquirindo-as através do Mercado de Reserva Sincronizada. Os agentes prestadores deste serviço são remunerados em um montante calculado com base no custo de oportunidade e nos custos variáveis, com adicional pelo serviço prestado. Entretanto, a receita varia de acordo com a performance apresentada, sendo reduzida em casos de má prestação;
- iii. Reservas Não Sincronizadas: o objetivo deste produto é fornecer eletricidade caso a rede tenha uma inesperada necessidade de mais energia no curto prazo, sendo que as reservas não sincronizadas, mesmo desligadas do sistema, devem estar aptas gerar dentro de no máximo 10 minutos. O requerimento para o sistema PJM é igual a 150% da maior

contingência momentânea do sistema. Assim como no caso das reservas sincronizadas, as concessionárias de distribuição devem atender às obrigações de reserva não sincronizada da rede por meio de geração própria, contratos bilaterais ou adquirindo-as através do Mercado de Reserva Não Sincronizada. Assim como no caso das reservas sincronizadas, os agentes prestadores deste serviço são remunerados em um montante calculado com base no custo de oportunidade e nos custos variáveis, com adicional pelo serviço prestado. Entretanto, a receita varia de acordo com a performance apresentada, sendo reduzida em casos de má prestação.

- iv. *Black Start*: o serviço de *Black Start* oferta eletricidade para auxiliar no restabelecimento do sistema em caso de interrupção do fornecimento de energia elétrica na rede (*blackout*). Este serviço é fornecido por unidades geradoras estrategicamente posicionados que têm a capacidade de iniciar e entregar energia elétrica à rede sem necessidade de uma fonte externa de energia ou permanecer em operação com níveis de geração reduzidos quando desconectados da rede. Tais unidades devem estar aptas a se reconectar à rede dentro de até três horas após uma solicitação por parte do PJM, além de serem desenhadas para poder manter a frequência e a tensão em diferentes níveis de carga. Para serem contratadas como uma usina de *Black Start*, as plantas de geração devem passar por uma série de testes de desempenho, os quais são revistos anualmente. Em contrapartida, os proprietários de unidades de *Black Start* recebem uma receita anual pelo provimento do serviço ao sistema que serve para remunerar os agentes pelo investimento realizado nos equipamentos específicos. Diferentemente dos serviços de regulação de frequência e de reservas, o *Black Start* não é adquirido através de mecanismos de mercado, mas sim através de contratos bilaterais.

Para além dos serviços já reconhecidos de forma regulatória, o PJM compreende que a maior penetração de fontes renováveis intermitentes exige a introdução de mais fontes de caráter

despachável capazes de realizar o serviço de acompanhamento da carga. Nesse sentido, reconhecendo todos os custos envolvidos nesse processo, entende-se que a introdução de fontes como a eólica e a solar terão impacto significativo no perfil de geração de usinas termoeletricas e hidroelétricas, justamente pela necessidade de adequar a geração à carga. Conforme assinala PJM (2017), uma matriz com considerável participação de energias renováveis alternativas acarretará na necessidade de outros geradores em aumentar a velocidade de rampa e de início de operação.

Conclui-se, assim, que o exame da experiência do sistema do PJM aponta para a presença de mercados de serviços ancilares bem definidos e desenvolvidos. De modo geral, as contratações via mercado buscam fornecer sinais econômicos adequados à prestação destes serviços, garantido remunerações compatíveis com a realidade operacional e com os custos envolvidos, como os custos variáveis das usinas e os custos de oportunidade de se deixar de vender no mercado. Nesse sentido, busca-se responder como estes mercados podem servir para a proposição de aprimoramentos regulatórios no caso brasileiro, questão que será mais detalhadamente analisada seção de conclusão deste trabalho de dissertação.

CONCLUSÃO

A título de conclusão deste trabalho, propõe-se realizar uma análise crítica dos estudos de caso realizados acerca do mercado de confiabilidade encontrado na Colômbia e dos mercados de serviços ancilares identificados na área de atuação do PJM, buscando apresentar seus principais rebatimentos e implicações para o caso brasileiro. Neste sentido, inicia-se esta conclusão retomando o mecanismo de confiabilidade, para, posteriormente, adentrar nos mercados de serviços ancilares.

De acordo com a análise desenvolvida no capítulo 2, constata-se forte predomínio da fonte hídrica na matriz elétrica brasileira, assim como observado no caso colombiano. Dos 153,5 GW instalados em agosto 10 de agosto de 2017, mais de 60% correspondem a usinas hidrelétricas. A matriz conta ainda com uma participação de 26,75% de usinas térmicas³⁸, além de apresentar elevada participação de renováveis, como a eólica, que representa 7,13% do total da matriz (ANEEL, 2017a).

Quanto ao modelo de comercialização do SEB, analisado no capítulo 3, ressalta-se que este poderia ser comparado a um mercado de confiabilidade, principalmente no que se refere à contratação das usinas termoeletricas. Conforme apresentado, as usinas térmicas no Brasil são contratadas sob o esquema de disponibilidade. Neste esquema, o gerador recebe uma receita fixa para permanecer disponível - independentemente de ser despachado ou não - e uma remuneração variável quando é despachada, com objetivo de cobrir seus custos variáveis. Contudo, a diferença entre os casos brasileiro e colombiano reside no fato de que, no primeiro caso, a receita fixa é distinta para cada empresa, enquanto que no mercado de confiabilidade colombiano o valor é o mesmo para todas as usinas, derivado da interseção entre as curvas de oferta e demanda via mercado de energia. De forma análoga, a receita variável que cada gerador

³⁸ Este valor inclui os a capacidade instalada de geração a biomassa, com 8,73% (ANEEL, 2017a).

térmico recebe no mercado brasileiro depende do seu CVU declarado no leilão, sendo específico para cada gerador. Enquanto isso, no caso colombiano, quando executadas as OEFs, todos os geradores recebem o mesmo preço de escassez.

Do mesmo modo que no caso colombiano, o incentivo à confiabilidade no Brasil decorre do preço no mercado de curto prazo. Assim, se um gerador térmico for despachado e não produzir o volume requerido, este deve comprar a energia no mercado de curto prazo. Contudo, diferentemente do que acontece na Colômbia, o preço no mercado de curto prazo brasileiro - o PLD - possui um piso e um teto regulatório. Desse modo, por mais que o PLD possa sofrer fortes altas, há um limite definido de forma regulatória que impede que esse preço “exploda” em situações de hidrologia desfavoráveis.

Neste contexto, pode-se dizer que o esquema de contratação de usinas termoeletricas no Brasil apresenta algumas vantagens quando comparado ao esquema verificado nos mercados de confiabilidade e/ou capacidade. Em primeiro lugar, no sistema brasileiro, destaca-se o fato de existir uma remuneração fixa distinta para cada planta que depende diretamente de seus custos fixos, e não do equilíbrio obtido por mecanismos de mercado. Desse modo, há possibilidade de se remunerar de forma separada as diferentes tecnologias em função das características próprias de cada usina. O mesmo acontece com a remuneração variável, já que esta depende do CVU declarado de cada agente gerador. Assim, este sempre será remunerado pelo combustível usado na geração de energia, sem depender de um preço máximo, como verificado no caso colombiano com o preço de escassez.

Apesar destas vantagens, o modelo brasileiro também tem apresentado grandes limitações diante de situações de estresse hidrológico prolongado. Historicamente, no sistema elétrico brasileiro, a construção de hidrelétricas com grandes reservatórios de armazenagem, interconectadas em um sistema interligado nacional, tornou a realização do risco hidrológico

uma possibilidade remota. Porém, com o crescimento contínuo do consumo e as dificuldades de ampliação da capacidade hídrica, a capacidade de regularização dos reservatórios vem se reduzindo gradativamente. Consequentemente, a garantia de suprimento passa a estar cada vez mais condicionada à realização de hidrologias favoráveis e o acentuado e recorrente deplecionamento dos reservatórios torna o risco ainda mais palpável (ROMEIRO, 2015).

Nesse contexto, conforme examinado anteriormente, desde fins de 2012, o Brasil passou a enfrentar fortes incertezas quanto à garantia de fornecimento de energia. Este cenário foi derivado de uma crise hidrológica que atingiu o país no último trimestre de 2012, perdurando até o fim do ano de 2015. Todo o parque térmico contratado para atuar esporadicamente – em contratos por disponibilidade - foi acionado continuamente, atendendo a quase 30% da carga, ante a uma participação média inferior a 10% (ROMEIRO, 2015).

Assim como verificado na Colômbia, o acionamento de todo o parque térmico levou a um forte aumento do preço no mercado de curto prazo. O PLD atingiu o seu máximo regulatório de 822,83 R\$/MWh por alguns meses consecutivos (CCEE, 2016). Em 2014, para reduzir o impacto financeiro que o PLD estava tendo nas empresas do setor, o teto foi reduzido para 388,48 R\$/MWh, ficando nesse patamar de janeiro a maio de 2015 (CASTRO et al., 2017b). Ressalta-se que, apesar de o PLD ter atingido o seu valor máximo, o fato de existir um teto regulatório de alguma forma limita o risco financeiro ao qual os agentes ficam expostos no mercado de curto prazo, minimizando os impactos negativos dessa alta de preços, diferentemente do que se observa no caso colombiano. Mesmo assim, como o volume de energia exposta ao PLD é muito grande, o resultado financeiro é excessivamente crítico.

Diante desse contexto, conclui-se que, apesar das limitações reconhecidas associadas ao arcabouço de contratação brasileiro, principalmente no que diz respeito a usinas termoelétricas, os mercados de capacidade e confiabilidade, ilustrados com o caso colombiano, não fornecem

indicativo de aperfeiçoamento regulatório que seja adequado ao sistema brasileiro. De forma geral, o SEB, através da contratação por disponibilidade, já possui uma espécie de mercado de capacidade / confiabilidade, com desincentivos a uma má performance por parte das usinas termoeletricas - sinalizada pelo PLD. Embora os mecanismos de incentivo dos mercados de confiabilidade sejam mais explícitos em prol da eficiência e do bom desempenho, estes apresentam algumas limitações consideráveis para sistemas com forte presença da fonte hídrica, sobretudo em anos de hidrologia desfavoráveis. Portanto, tendo em vista a recente crise hidrológica enfrentada pelo Brasil entre os anos de 2012 e 2015, fica evidente que os mecanismos de capacidade e confiabilidade não são suficientes para corrigir as imperfeições verificadas no modelo de contratação brasileiro, apesar dos possíveis ensinamentos.

É necessário, assim, analisar outras possibilidades de aperfeiçoamentos regulatórios aplicados em outros países, como é o caso dos mercados de serviços ancilares, que serão analisados em seguida.

Conforme examinado ao longo do capítulo 2, historicamente, a estrutura da matriz elétrica brasileira foi fortemente pautada na fonte hídrica, principalmente por usinas com capacidade de reservatório. Dado este cenário, é compreensível que ao longo das últimas décadas, bem como em anos mais recentes, os serviços ancilares do sistema tenham sido prestados por usinas hidroelétricas. De fato, o atual aparato de serviços ancilares do SEB é composto por 155 usinas hidroelétricas e apenas duas termoeletricas, com Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) vigente desde pelo menos os anos 2004 (ONS, 2017b). A Tabela 8 fornece maiores detalhes acerca da distribuição dos CPSAs em termos do tipo de usina e do tipo de serviço ancilar.

Tabela 8 - CPSA por Tipo de Usina e Tipo de Serviço Ancilar

	Auto restabelecimento (<i>Black Start</i>)	Controle secundário de frequência	Suporte de reativos	Sistema Especial de Proteção
Usinas hídricas	65	27	33	28
Usinas térmicas	0	0	1	1
Total de usinas com CPSA	65	27	34	29

Fonte: Elaboração própria com base em ONS (2017b).

A regulamentação relativa aos serviços ancilares foi instituída pela Resolução Normativa nº 265, de 2003, com validade final de 2015, quando foi substituída pela Resolução Normativa nº 6.975, que passou a regulamentar os assuntos referentes aos serviços ancilares no Brasil. Neste sentido, com base na Resolução nº 6.975, observa-se a seguinte classificação de serviços ancilares no país (BRANDÃO et al., 2017):

- i. Controle primário de frequência;
- ii. Controle secundário de frequência;
- iii. Suporte de reativos: destinado ao controle de tensão da rede de operação;
- iv. Auto restabelecimento (*Black Start*);
- v. Sistema Especial de Proteção: sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN, dos equipamentos ou das linhas de transmissão.

A Tabela 9 fornece a forma de contratação e remuneração³⁹ dos serviços ancilares atualmente regulamentados pela ANEEL. Desta tabela, depreende-se que o controle primário de frequência é um serviço fornecido de forma compulsória por todas as usinas do sistema, pois todas as

³⁹ É importante destacar que todos os custos envolvidos na remuneração pelos serviços ancilares por parte do sistema são custeados pelo consumidor final através de repasse via Encargos de Serviços de Sistema (ESS).

unidades geradoras têm a obrigatoriedade de possuir equipamento de regulação automática para conexão à rede básica. Por ser um serviço obrigatório, este não é remunerado.

O controle secundário de frequência é fornecido somente por usinas que dispõem do chamado Controle Automático de Geração, isto é, mecanismo destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado, em resposta a mudanças na carga. Estas usinas assinam um CPSA específico e são remuneradas, desde 2016, com base em uma receita pré-definida regulatoriamente com base em dados históricos de ressarcimento praticados pela ANEEL (ANEEL, 2015c). O serviço de suporte de reativos, por sua vez, deve ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN que estejam fornecendo potência ativa, sendo que as usinas com unidades despachadas como compensador síncrono devem celebrar um CPSA específico, sendo remuneradas via Tarifa de Serviços Ancilares calculada anualmente pela ANEEL.

O serviço de *Black Start* também é contratado por meio de CPSA, sendo fornecido por usinas que disponham dos equipamentos adequados para tal prestação. Desde 2016, as usinas que fornecem o *Black Start* passaram a ser remuneradas com base em uma receita pré-estabelecida fixada pela ANEEL e baseada nos custos de mão de obra necessário para manutenção das centrais geradoras de emergência e de realização de testes (ANEEL, 2015b). Por fim, o Sistema Especial de Proteção é prestado por usinas definidas pela ANEEL, por meio de CPSA, sendo remuneradas, desde 2016, com base em uma receita pré-definida pela ANEEL calculada em função dos custos mensais de telecomunicação necessários para garantir a operação destes serviços ancilares (ANEEL, 2015b).

Tabela 9 – Formas de Contratação e Remuneração dos Serviços Ancilares no SEB.

Tipo de serviço	Contratação	Remuneração
Controle primário de frequência	Obrigatório para todas as unidades do SIN.	Não remunerado.
Controle secundário de frequência	Assinam CPSA as usinas que dispuserem do Controle Automático de Geração.	Receita pré-definida para 2016 em R\$ 44.156,20/ano por central geradora.
Suporte de reativos	Assinam CPSA as usinas despachadas como compensador síncrono.	Tarifa de Serviços Ancilares com valor para 2016 de R\$ 6,19/Mvarh.
Auto restabelecimento	Assinam CPSA as usinas que possuem o equipamento necessário.	Receita pré-definida para 2016 em R\$ 33.117,15/ano por central geradora.
Sistema Espacial de Proteção	Assinam CPSA as usinas definidas pela ANEEL.	Receita pré-definida para 2016 em R\$ 44.156,20/ano por central geradora.

Fonte: Brandão et al., 2017.

A partir da Tabela 9, é possível depreender que, desde a promulgação da Resolução Normativa nº 697, quase todos os serviços ancilares prestados no SEB passaram a ser remunerados com base em uma receita anual fixa pré-definida, com exceção do suporte de reativos, remunerado via Tarifa de Serviços Ancilares. Em princípio, este esquema de preço regulado anual não deveria apresentar grandes limitações, já que estes serviços são prestados quase que exclusivamente por usinas hidroelétricas, ou seja, que dispõem da mesma tecnologia e de estrutura de custos muito similares. Porém, este esquema pode - e provavelmente irá - apresentar dificuldades caso estes serviços passem a ser prestados por outro tipo de tecnologia, como, por exemplo, usinas termoeletricas, tendo em vista que esta fonte apresenta uma estrutura de custos é essencialmente distinta daquela verificada para as usinas hidroelétricas (BRANDÃO et al., 2017).

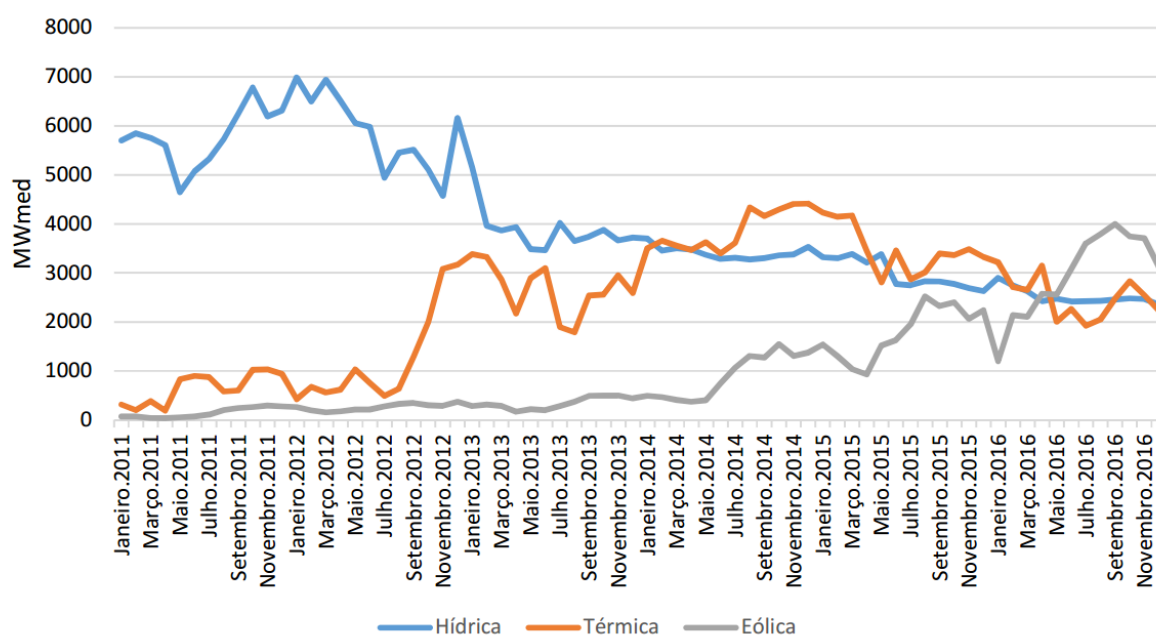
Considerando o exposto no capítulo 2, o SEB experimentou em anos recentes uma importante transição de uma matriz majoritariamente hídrica para uma chamada matriz hidrotérmica. Assim, o problema do descasamento da remuneração pelos serviços ancilares com os custos incorridos pelas usinas tenderá a ser um problema cada vez mais perceptível no caso brasileiro, na medida em que a matriz continue a se alterar.

De acordo com Brandão et al. (2017), a transição de matriz observada no SEB irá necessariamente influenciar o requerimento de serviços ancilares, não apenas na tecnologia utilizada, mas também no tipo de serviços utilizados. Um primeiro ponto relevante desta transição diz respeito à expansão hídrica recente, fundamentada quase que exclusivamente na construção de usinas hidroelétricas a fio d'água sem grandes capacidades de reservatório e, portanto, que não contribuem com a capacidade de regularização do sistema. Cabe destacar também o forte crescimento das usinas termoelétricas em período recente, sobretudo de plantas movidas a gás natural. Adicionalmente, é perceptível um forte movimento de expansão de fontes renováveis alternativas, sobretudo a eólica e solar.

Diante deste cenário, na medida em que mais plantas intermitentes sejam adicionadas ao sistema, como eólicas e solares, e a expansão hídrica aconteça com base em usinas fio d'água, com baixa capacidade de regularização, torna-se imperativa uma maior participação de usinas termoelétricas no sistema, principalmente no período seco do ano. Nesse sentido, é razoável prospectar que a fonte térmica aumente sua participação na prestação de serviços ancilares para o sistema.

De forma a exemplificar essa tendência, pode-se avaliar o caso da região Nordeste do Brasil. Nesta região se encontra o maior potencial eólico do país e, conseqüentemente, a maior capacidade instalada. Nos últimos anos, a fonte eólica tem aumentado significativamente sua geração no subsistema Nordeste, chegando inclusive a superar a produção hídrica e a térmica no final do ano de 2016, conforme se depreende do Gráfico 19, que ilustra a geração no Nordeste por tipo de fonte entre 2011 e 2016 (ONS, 2017c).

Gráfico 19 - Geração por Tipo de Fonte na Região Nordeste: janeiro de 2011 a dezembro de 2016 (MWmed)



Fonte: Brandão et al., 2017, com base em dados do ONS.

O desafio da geração eólica deriva do fato de ser uma fonte intermitente, ou seja, com grandes variações de produção ao longo de um período curto de tempo. Por exemplo, em alguns dias, as plantas eólicas chegam a representar mais do que 70% da geração verificada na região nordeste, enquanto em outros sua participação é consideravelmente menor (ONS, 2017c). Além disso, de acordo com o que apresenta ONS (2017d), não é incomum que a diferença entre a programação da produção eólica e o que de fato se gera ultrapasse os 100%. A título de exemplo, no dia 09 de agosto de 2017, a usina eólica de São Basílio gerou 62,96 MW médios, enquanto sua programação previa uma produção de 10,02 MW médios, ou seja, 528,34% de variação. Diante desta situação, é imperativa a existência de outras fontes que possam atuar no sistema elétrico para modular a carga ao longo do dia.

Com base no que apresenta o Gráfico 19, é possível constatar que desde de 2014 a fonte eólica aumentou significativamente sua geração. Tendo em vista a ocorrência da crise hídrica que

perdurou entre os anos de 2012 e 2015, é possível concluir que a maior intermitência observada pelo aumento da geração eólica foi compensada justamente pelo emprego de fontes térmicas, através da modulação da carga, já que a capacidade de geração hídrica se encontrava bastante limitada.

De fato, o Gráfico 19 evidencia que houve um forte aumento da geração térmica na região nordeste, o que pode ser traduzido, na prática, como um serviço ancilar de acompanhamento da carga, apesar de tal atuação não ser prevista pela regulamentação vigente. Ocorre que, conforme analisado na seção 4.2.1 deste trabalho, o serviço de acompanhamento da carga em um sistema com alta participação de fontes intermitentes apresenta custos envolvidos em sua prestação. Caso a modulação seja feita a partir do emprego de usinas hidroelétricas, o custo associado é razoavelmente baixo, já que o custo variável desta fonte é muito baixo ou próximo de zero. Porém, o acompanhamento da carga realizado com fontes térmicas necessariamente representa um custo maior, tendo em vista que o custo variável desta fonte depende do combustível utilizado. Ademais, conforme apresentam Myles e Herron (2012), a prestação de serviços de acompanhamento da carga implica em uma maior perda de eficiência das usinas, acarretando em um maior custo com combustível no caso das termoelétricas. Além disso, há também um aumento do custo de manutenção das usinas utilizadas, pois a flexibilidade requerida acarreta em um maior desgaste dos equipamentos e, em algumas situações, pode ocorrer custo adicional associado a arranques e paradas.

Conclui-se, então, que a atual regulação econômica para termoelétricas não responde aos desafios da matriz de geração atual e muito menos do seu cenário de expansão. Esta foi desenhada com base na matriz histórica, isto é, centrada em hídricas com boa capacidade de regularização, onde termoelétricas tinham função apenas de *backup* de energia para compensar baixas afluências, e cabia às hidroelétricas o ajuste de geração à carga. De acordo com o

planejamento, as usinas termoelétricas foram contratadas sobretudo com caráter de geração complementar, ou seja, gerar na base em hidrologias desfavoráveis, implicando em uma tendência de ociosidade frequente destas usinas.

Entretanto, a nova realidade operativa do sistema brasileiro indica uma queda acentuada na participação da geração hídrica, estimando-se chegar a 57% da capacidade instalada em 2024 (MME; EPE, 2015). Deve-se considerar, também, que a base da expansão hídrica será de usinas a fio d'água, com baixa capacidade de geração em períodos secos, além da crescente participação de fontes intermitentes de geração, como a eólica e a solar. Como consequência, a matriz de geração brasileira continuará se alterando, implicando em uma situação onde nem sempre será possível adequar e ajustar geração à carga utilizando apenas usinas hidroelétricas, conforme já se pode constatar na região nordeste, que apresenta um maior acionamento das usinas termoelétricas para compensar intermitências de plantas eólicas.

Assim, a mudança no perfil da matriz de geração tem duas consequências principais. Por um lado, haverá maior necessidade de usar as termoelétricas para ajuste semanal, diário e horário da geração à carga, com maior número de partidas e com operação mais frequente fora do ponto ótimo termoelétricas. Por outro lado, o planejamento da expansão precisa aperfeiçoar os critérios de seleção e comparação de projetos que envolvam potência controlável, tendo em vista às características técnicas e econômicas de cada usina, sobretudo no processo de reconhecimento das tecnologias que mais se adequam à nova realidade operacional brasileira. É necessário que a regulação econômica da geração térmica seja capaz de remunerar e viabilizar usinas específicas para os propósitos de auxílio do sistema, através dos serviços ancilares. Neste sentido, seria importante considerar a criação de remunerações adicionais ao CVU fixo estabelecido no momento da contratação, como, por exemplo, remunerações que considerem

os diversos fatores, e seus respectivos custos, do serviço de acompanhamento da carga, como os ciclos de partidas e paradas e a geração fora do ponto ótimo.

Observa-se, portanto, a necessidade de se aperfeiçoar o aparato regulatório brasileiro de contratação de serviços ancilares, sobretudo no que diz respeito à maior participação das usinas termoeletricas nesta função. Nesse sentido, o estudo do mecanismo de serviços ancilares de forma mais conceitual, bem como o caso ilustrativo do PJM, evidenciam possíveis aperfeiçoamentos. Em primeiro lugar, conforme observado nos subsistemas americanos, exemplificado pelo caso do PJM, constata-se a presença de mercados de serviços ancilares bem definidos e desenvolvidos. Há, portanto, uma gama de serviços ancilares oferecidos através de mecanismos de mercado, isto é, através de modelos que contemplam ofertas de serviço por parte dos agentes, que pautam seus preços pelos custos variáveis reais da prestação daquele serviço, implicando em remunerações mais aderentes à realidade operativa. Ademais, através do exame da experiência de serviços ancilares no caso PJM, constata-se a presença de mercados que contam com uma forte presença de usinas termoeletricas tradicionais, evidenciando um caso de estudo bastante interessante, especialmente no atual cenário de transição da matriz elétrica nacional e de aumento da importância da fonte térmica na geração brasileira.

Depreende-se, a partir da análise realizada neste trabalho, que a forma de contratação atual das usinas termoeletricas apresenta fortes problemas e limitações a partir da alteração do perfil de geração da matriz elétrica brasileiro e do seu paradigma operativo. Fica evidente, como bem ilustra a recente crise hidrológica, a necessidade de se rever esse mecanismo de contratação. Assim, sugere-se que aperfeiçoamentos nos mecanismos de contratação dos serviços ancilares, contemplando de forma mais contundente, precisa e aderente a participação de usinas termoeletricas, possam servir para dar uma resposta de curto prazo aos problemas identificados no arcabouço de contratação de usinas termoeletricas, bem como na operação destas. No longo

prazo, entretanto, será necessário rever a formatação e o arcabouço de contratação das usinas termoelétricas de forma mais profunda.

Como respostas de curto ou médio prazo, por exemplo, poderiam ser criados contratos regulados específicos para contratação de termoelétricas para prestação de serviços ancilares, como o acompanhamento de carga, com regras específicas e aderente aos custos dessas tecnologias. Outro aperfeiçoamento possível caminha na direção da criação de mercados de serviços ancilares, conforme observado e aplicado na área de atuação do PJM. No entanto, ressalta-se que uma solução nesse sentido exigiria uma reformulação maior e mais profunda do setor elétrico brasileiro, incorporando, por exemplo, a criação de mercados tradicionais de curto prazo no Brasil, como os mercados diário e intradiário de energia.

Em suma, com vistas a se propor tais aperfeiçoamentos regulatórios aderentes ao modelo de contratação brasileiro e à matriz atual de geração, deve-se expandir os estudos acerca da experiência internacional de contratação, principalmente de mercados de serviços ancilares. Abre-se, portanto, uma agenda para se continuar estudando este tema mais a fundo, o qual deverá ser desenvolvido em trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim Anual de Geração Eólica 2016**. São Paulo: ABEEólica, 2016. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/05/424_Boletim_Anual_de_Geracao_Eolica_2016_Alta.pdf>. Acesso em: 29 maio 2017.

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica. **Dados Mensais – Maio 2017**. São Paulo: ABEEólica, 2017. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/05/Dados-Mensais-ABEEolica-05.2017.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2017.

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Leilões de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>>. Acesso em: 18 jun. 2017.

AMARANTE, Odilon; ZACK, Michael; SÁ, Antônio. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm>. Acesso em: 11 jun. 2017.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 673, de 04 de agosto de 2015**. Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. Brasília, 2015a.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 697, de 16 de dezembro de 2015**. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Brasília, 2015b.

ANEEL. **Resolução Homologatória Nº 2.013, de 16 de dezembro de 2015**. Estabelece os valores pela prestação de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional. Brasília, 2015c.

ANEEL. **Banco de Informações de Geração.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acessos em: 10 jun. e 10 ago. 2017a.

ANEEL. **Perdas de Energia.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>>. Acesso em: 29 jun. 2017b.

ANEEL. **Resultado de Leilões.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: 30 jul. 2017c.

AURIOL, Emmanuelle; PICARD, Pierre. **Infrastructure and Public Utilities Privatization in Developing Countries.** World Bank Economic Review, Volume 23, Issue 1, P. 77 - 100. 2009.

BANCO DE LA REPÚBLICA. **Tasa de Cambio del Peso Colombiano.** Disponível em: <<http://www.banrep.gov.co/es/trm>>. Acesso em: 08 ago. 2017.

BICALHO, Ronaldo. **A Transição Elétrica: Muito Além da Falta de Chuvas.** Blog Infopetro, Rio de Janeiro, mar. 2014. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/>>. Acesso em: 10 jun. 2017.

BORENSTEIN, Severin. **The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster.** Journal Of Economic Perspectives. Berkeley, p. 191-211. jan. 2002.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James. **Electricity restructuring: Deregulation or reregulation?.** Regulation, The Cato Review of Business and Government, vol. 23, no. 2, pp. 46-52, Spring, 2000.

BOWRING, Joseph. Capacity Markets in PJM. *Economics Of Energy & Environmental Policy*, [s.l.], v. 2, n. 2, p.1-18. International Association for Energy Economics (IAEE), abr. 2013.

BRANDÃO, Roberto; GOMES, Victor José Ferreira. **Histórico do Arcabouço Regulatório de Contratação de Usinas Termoeletricas e Análise dos Problemas Regulatórios Atuais para as Usinas Termoeletricas no Sistema Interligado Nacional (SIN)**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2016.

BRANDÃO, Roberto; DORADO, Paola; VIEGAS, Thales; VARDIERO, Pedro; ALVES, Cristóvão; OLIVEIRA, Carlos; HIDD, Gabriel; ALVES, André. **Relatório com Experiências Internacionais de Contratação**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2016. Relatório Técnico.

BRANDÃO, Roberto; OLIVEIRA, Vanessa Reich de; DORADO, Paola; VARDIERO, Pedro; CARVALHO, Ivo. **Análise do Mercado de Serviços Ancilares de Portugal: Implicações para o Caso Brasileiro**. In: 6TH LATIN AMERICAN ENERGY ECONOMICS MEETING: “New Energy Landscape: Impacts for Latin America”, 2017, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: ELAEE, 2017. p. 1 - 12.

BRASIL. **Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973**. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. Brasília, DOU, 5 de julho de 1973. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5899.htm>. Acesso em: 18 jun. 2017.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, DOU, 28 mai. 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em: 18 jun. 2017.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DOU, 16 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: 18 jun. 2017.

BRASIL. **Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015.** Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nos 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica. Brasília, DOU, 09 dez. 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm>. Acesso em: 18 jun. 2017.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto. **O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro.** TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 17. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2010.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme. **Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro**. TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 15. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2010.

CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme; LEITE, André; BRANDÃO, Roberto; TIMPONI, Raul. **Considerações sobre as Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira**. TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 19. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2010.

CASTRO, Nivalde; HUBNER, Nelson; BRANDÃO, Roberto. **Desequilíbrio Econômico e Financeiro das Usinas Termoeletricas Frente à Persistência da Crise Hidrológica: 2012-2014**. GESEL-UFRJ. TDSE - Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 61. Rio de Janeiro, 2014.

CASTRO, Nivalde; BRANDÃO, Roberto; HUBNER, Nelson; DANTAS, Guilherme; ROSENTAL, Rubens. **A Formação do Preço da Energia Elétrica: Experiências Internacionais e o Modelo Brasileiro**. GESEL-UFRJ. TDSE - Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 62. Rio de Janeiro, 2014.

CASTRO, Nivalde de; ROSENTAL, Rubens. O Estado e o Setor Elétrico Brasileiro. **Jornal dos Economistas**. Rio de Janeiro, p. 4-5. set. 2016. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/55_castro165b.pdf>. Acesso em: 22 maio 2017.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto; DORADO, Paola; VARDIERO, Pedro. **Análise Comparativa de Desenhos de Mercados Atacadistas de Energia**. TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 75. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2017a.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto; OLIVEIRA, Vanessa Reich de; DORADO, Paola; VARDIERO, Pedro. **Mercados de Confiabilidade: Implicações para o Caso Brasileiro**. In: 6TH LATIN AMERICAN ENERGY ECONOMICS MEETING: “New Energy

Landscape: Impacts for Latin America”, 2017, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: ELAEE, 2017b. p. 1 - 12.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=367800143049958#@?_afLoop=367800143049958&_adf.ctrl-state=fzluwbjlu_49>. Acesso em: 10 de agosto de 2016.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Tipos de Leilões**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=1489139098747399#%40%3F_afLoop%3D1489139098747399%26_adf.ctrl-state%3Dm6zeode2r_62>. Acesso em: 18 de junho de 2017a.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços Médios**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=1582616520206751#%40%3F_afLoop%3D1582616520206751%26_adf.ctrl-state%3D109xuttj75_4>. Acesso em: 19 de junho de 2017b.

CLAVIJO, Sergio. **La Crisis Energética de Colombia 2015-2016**. Comentario Económico del Día. ANIF - Centro de Estudios Económicos. Bogotá, abril de 2016. Disponível em: <<http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>>. Acesso em: 08 de agosto de 2017.

CLUDIUS, Johanna; HERMANN, Hauke; MATTHES, Felix. **The Merit of Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in German 2008-2012**. Center for Energy and Environmental Markets. Working Paper. Sydney, maio de 2013.

CORRÊA, Pedro Vardiero. **Aproveitamento do Biogás a Partir da Vinhaça da Cana**. 2015. 55 f. Monografia - Curso de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/702/3/PVCorrea.pdf>>. Acesso em: 29 maio 2017.

COSTA, Carlos Eugênio. **Notas de Economia do Setor Público: Bens Públicos**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas - Epge/fgv, 2010. Disponível em: <<http://epge.fgv.br/we/Graduacao/FinancasPublicas/2010?action=AttachFile&do=get&target=Benspublicos.pdf>>. Acesso em: 01 jul. 2017.

CRAMTON, Peter; OCKENFELS, Axel; STOFT, Steven. **Capacity Markets Fundamentals**. Economics of Energy and Environmental Policy Vol. 2. N2. IAEE, 2013. Disponível em: <http://www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a02.pdf>. Acesso em: 31 de julho de 2017.

CRAMTON, Peter; STOFT, Steven. **Colombia Firm Energy Market**. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Fev. de 2007. Disponível em: <<http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf>>. Acesso em: 05 de agosto de 2017.

CREG - Comisión de Regulación de Energía e Gás. **Características Generales del Mercado Mayorista**. CREG. Bogotá, 2016a.

CREG - Comisión de Regulación de Energía e Gás. **Cargo por Confiabilidad**. CREG. Bogotá, 2016b.

CRETI, Anna; FABRA, Natalia. **Supply Security and Short-Run Capacity Markets for Electricity**. Energy Economics, [s.l.], v. 29, n. 2, p.259-276, mar. 2007.

CUBEROS, Fábio Luiz. **Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise dos Mecanismos de Mitigação de Riscos de Mercado das Distribuidoras**. 2009. 135 f.

Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

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

DECC - Department Of Energy And Climate Change UK. **Setting Capacity Market Parameters**. Aberdeen: Department Of Energy & Climate Change, 2015. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/468203/Capacity_Market_-_parameters_0810.pdf>. Acesso em: 31 jul. 2017.

DIAS, Danilo de Souza; RODRIGUES, Adriano Pires. **A Regulação das Indústrias de Rede: o Caso dos Setores da Infra-estrutura Energética**. Revista de Economia Política, vol. 17, nº 3 (67), setembro de 1997.

DÍAZ, Argemiro; SIERRA, Gabriel. **Existe Viabilidad para Futuras Termoeléctricas a Gas Natural en el MEM?**. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe nº 105 - 2016. Superintendencia de Servicios Públicos. Bogotá, abril de 2016a.

DÍAZ, Argemiro; SIERRA, Gabriel. **Experiencias del Niño 2015-2016**. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe nº 106 - 2016. Superintendencia de Servicios Públicos. Bogotá, maio de 2016b.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico: Estudos da Expansão da Transmissão - Análise dos Sistemas Regionais - Subsistema Nordeste Ciclo 2006-2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2005. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Transmissao/Documents/Estudos_10/PDEE_TRANSMISSAO_NORDESTE.pdf>. Acesso em: 30 maio 2017.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016: ano base 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2016a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>>. Acesso em: 29 maio 2017.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2016: Ano base 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2016b. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 22 maio 2017.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Quem Somos**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/quemsomos/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 05 ago. 2017a.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2017b. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 30 de julho 2017.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission. **Electric Power Markets: National Overview**. 2017. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>>. Acesso em: 26 jul. 2017.

FIANI, R. **Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras**. 1998.

FLOREZI, Guilherme. **Consumidores Livres de Energia Elétrica: Uma Visão Prática**. 2009. 158 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

GANEM, Angela. **O Mercado como Ordem Social em Adam Smith, Walras e Hayek**. Economia e Sociedade, Campinas, v. 21, n. 1, p.143-164, abr. 2012.

GESEL/UFRJ. **Perspectivas da Matriz Elétrica de Fontes Térmicas no Mundo e no Brasil.**

Campinas: GESEL/UFRJ, 2013. Disponível em:
<http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/05_reltec3.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2017.

GESEL/UFRJ. **Tendências para a Comercialização de Energia Elétrica.** Campinas:

GESEL/UFRJ, set. de 2014. Disponível em:
<<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/estudos/reltec7.pdf>>. Acesso em: 30 mai. 2017.

GILBERT, Richard. Mobility Barriers and the Value of Incumbency. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R. D.. **Handbook of Industrial Organization.** [s. L.]: Elsevier, 1989. Cap. 8. p. 1-986.

GOMES, Victor José Ferreira. **O Meio Ambiente e o Risco de Apagão no Brasil.** In: II Seminário Internacional: Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural. Rio de Janeiro: Gesel, 2007. p. 1 - 8. Disponível em:
<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/seminariointernacional2007/artigos/pdf/victorjose_omeioambiente.pdf>. Acesso em: 22 maio 2017.

GREEN, Richard; NEWBERY, David. **Competition in the British Electricity Spot Market.**

Journal of Political Economy, Vol. 100, No. 5 . Outubro de 1992, p. 929 – 953.

IEA - International Energy Agency. **World Energy Outlook 2016.** Paris Cedex: Head Of Communication And Information Office, 2016. 80 p. Disponível em:
<<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>>. Acesso em: 22 maio 2017.

ISO NEW ENGLAND. **FCM Performance Incentive. Strategic Planning Initiative.** Estados Unidos, Massachusetts, 2016. Visita Técnica.

JOSKOW, Paul. **Introducing Competition into Regulated Market: from hierarchies to market. Industrial and Corporate Change**, v. 5, n. 2, Oxford University Press, 1996.

JOSKOW, Paul L. **Deregulating and Regulatory Reform in the US Electric Power Sector**. Center for Energy and Environmental Policy Research. Massachusetts: MIT, fev. 2000.

JOSKOW, Paul L. **Lessons Learned from Electricity Market Liberalization**. The Energy Journal. Special Issue: The Future of Electricity. Paper in honor of David Newbery. IAEE, 2008. Disponível em: <<http://economics.mit.edu/files/2093>>. Acesso em: 16 julho 2017.

KESSLER, Marcos Rodolfo. **A Regulação Econômica no Setor Elétrico Brasileiro: Teoria e Evidências**. 2006. 170 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

KIRBY, Brendan. **Ancillary Services: Technical and Commercial Insights**. Wartsila, julho, 2007.

KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. **Fundamentals of Power System Economics**. University of Manchester Institute of Science and Technology. Jhon Wisley and Sons Ltd. Reino Unido. 2004.

KWOKA, John. **Barriers to New Competition in Electricity Generation**. Boston: American Public Power Association, 2008.

LIRA, A., ARISTONDO, F., NAVARRO, M. **Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano**. OSINERGMIN, first ed., 211pp. Lima, 2011.

LOSEKANN, Luciano Dias. **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência**. 2003. 241 f. Tese (Doutorado) - Curso de Economia, Universidade Federal do

Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <<http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/BuscaRace/Docs/losekann1.pdf>>. Acesso em: 16 jun. 2017.

LOUREIRO, Paulo Gerson Cayres. **Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma Nova Metodologia**. 2009. 123 f. Dissertação (Mestrado) – Mestrado em Ciências em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

MACHADO MEYER. **Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo: Macho Meyer, 2007. Disponível em: <<https://www.machadomeyer.com.br/pt/publicacoes/lexpress-bimestral/novo-modelo-para-o-setor-eletrico-brasileiro>>. Acesso em: 16 jun. 2017.

MAGALHÃES, Gerusa. **Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica**. 2009. 139 f. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

MANSO, Juan Carlos Galvis. **Valorizaçãoo de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores Hidrelétricos**. 2010. 172 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia - Unesp, Ilha Solteira, 2010.

MARTINS, Dimitri. **Setor Elétrico Brasileiro: Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas**. 2008. 80 f. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação em Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MELO, Luiz Martins de. Modelos Tradicionais de Concorrência. In: KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (Org.). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013. Cap. 1. p. 3-14.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Energia Eólica no Brasil e Mundo – Ano de Referência 2015**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+E%C3%B3lica+-+ano+ref++2015+%283%29.pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2>>. Acesso em: 11 jun. 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Capacidade Instalada de Geração Elétrica: Brasil e Mundo (2016)**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/09+-+Capacidade+Instalada+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+El%C3%A9trica+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29/cbf8aa82-eea6-4141-9370-14022762785a;jsessionid=6F7E3F3EA56D0C504AE80A48B336C25F.srv154>>. Acesso em: 11 jun. 2017.

MME - Ministério de Minas; Energia; EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília, 2015.

MONTEALEGRE, José Edgar. Modelo Institucional del IDEAM sobre el Efecto Climático de los Fenómenos de El Niño y La Niña. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Bogotá, 2007.

MUSGRAVE, Richard. **Teoria das Finanças Públicas. Um Estudo de Economia Governamental**. 2ª ed. São Paulo: Editora Atlas. 1976.

MYLES, Paul; HERRON, Steve. **Impact of Load Following on Power Plant Cost and Performance**. Final Report. National Energy Technology Laboratory. Out. 2012.

NAVARRO, Julio Villareal; LAROSA, María Jimena Córdoba. **Incentivos y Estructura del Nuevo Cargo por Confiabilidad en el Sector Eléctrico en Colombia**. Revista Ingeniería e

Investigación, Bogotá, v. 28, n. 3, p.105-115, dez. 2008. Disponível em: <<http://www.scielo.org.co/pdf/iei/v28n3/v28n3a15.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2017.

NERC - North American Electric Reliability Corporation. **About NERC**. Disponível em: <<http://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 08 ago. 2017.

OECD - Organisation for Economic Co-Operation and Development; IEA - International Energy Agency. **Competition in Electricity Markets**. Paris Cedex: Head Of Communication And Information Office, 2011. 165 p. Disponível em: <http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/OECDIEA_Competition_in_Electricity.pdf>. Acesso em: 22 maio 2017.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Informativo Diário Preliminar da Operação – 14 de abril de 2016**. ONS, 2016.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Situação dos Principais Reservatórios do Brasil**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/tabela_reservatorios/conteudo.asp>. Acesso em: 08 jun. 2017a.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Serviços Ancilares**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/servicos_ancilares.aspx>. Acesso em: 08 ago. 2017b.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Boletim Mensal de Geração Eólica - Dezembro de 2016**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_dez_2016.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2017c.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Boletim Diário da Operação – 09/08/2017**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/SDRO/Diario/index.htm>. Acesso em: 10 ago. 2017d.

PIGOU, Arthur Cecil. **The Economics of Welfare**. No. HB771 P6 1932. 1932.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz; FIANI, Ronaldo. Regulação Econômica. In: KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (Org.). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013. Cap. 23. p. 299-312.

PIRES, José Claudio Linhares; PICCININI, Maurício. **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: BNDES, 1998.

PJM. **Learning Center**. Disponível em: <<https://learn.pjm.com/>>. Acesso em: 20 jul. 2017.

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. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/regulacao_da_concorrencia_nos_setores_de_infraestrutura_no_brasil.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2017.

RAPOSO, José Luis. **Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos: Uma Proposta para Uso de Análise de Risco no Diagrama de Decisão**. 2004. 149 f. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2004.

REBOURS, Yann G. et al. **A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part II: Economic Features**. IEEE Transactions On Power Systems, [s.l.], v. 22, n. 1, p.358-366, fev. 2007. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2006.888965>.

RESENDE, Caio Cordeiro de. **Falhas de Mercado: Uma Análise Comparativa da Escola do Setor Público Tradicional e da Escola Austríaca**. 364 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia do Setor Público, Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

RESTREPO, Maria Isabel; ARANGO, Santiago, VELEZ, Luís Guillermo. **La Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos Competitivos y el Modelo Colombiano de Cargo por Confiabilidad**. Cuaderno de Economía Vol 31 N56. Bogotá, 2012. Disponível em: <http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0121-47722012000100008&script=sci_arttext&tlng=es>. Acesso em: 11 de julho de 2016.

ROMEIRO, Diogo. **Setor Elétrico Brasileiro: Enfim a Conta Chegou**. Blog Infopetro, Rio de Janeiro, mar. 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/03/30/setor-eletrico-brasileiro-enfim-a-conta-chegou/>>. Acesso em: 10 jun. 2017.

SANCHEZ, Javier; ARCINIEGAS, Juan. **Análisis e Evaluación del Cargo por Capacidad en la Generación de Energía Eléctrica en Colombia**. 2004. 109 f. Monografia (Especialização) - Curso de Faculdade de Engenharia, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, 2004.

SANTOS, Gustavo Antônio Galvão dos et al. Por Que as Tarifas Foram para os Céus?: Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 14, n. 29, p.435-474, jun. 2008. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev2914.pdf>. Acesso em: 22 maio 2017.

SCHIDECKER, Paul. **PJM Capacity Market Overview**. Apresentação feita durante a visita técnica do GESEL – UFRJ. Junho, 2016.

SERENA, Ricardo. **The European Electricity Market Liberalization: Motives, problems and benefits for the consumers**. 2014. 45 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de International Business Law, Tilburg University, Tilburg, 2014.

SIEL - Sistema de Información Eléctrico Colombiano. **Indicadores Bolsa**. Disponível em: <<http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=/SIEL+UPME/Indicadores/Indicadores+Bolsa&ViewMode=Detail>>. Acesso em: 08 ago. 2017.

SILVA, Christiano. **Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos**. TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 25. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2010.

SILVA, Edson Luiz. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzatto, 2001.

SILVA, Fábio. **Modelo de Formação de Preços para Serviços Ancilares de Reserva**. Dissertação de Mestrado, 138 f. - Curso de Sistemas Elétricos de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2005.

SHUTTLEWORTH, Graham; MCKENZIE, Isabelle. **A Comparative Study of the Electricity Markets in UK, Spain and Nord Pool**. Report prepared by NERA for Confindustria. Rome, 2002.

SMITH, Adam. **An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations**. Editado por S. M. Soares. Lausanne: Metalibri Digital Library, 2007.

STIGLITZ, J. E. **Economics of the Public Sector: Instructor's Manual**. New York: W. W. Norton, 1999.

TOLMASQUIM, Mauricio. As origens da crise energética brasileira. **Ambiente & Sociedade**, [s.l.], n. 6-7, p.179-183, jun. 2000. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s1414->

753x2000000100012.

Disponível

em:

<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1414-753X2000000100012>.

Acesso em: 22 maio 2017.

UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar. **A Bioeletricidade da Cana em Números: Fevereiro de 2017**. São Paulo: Unica, 2017.

UPME - Unidad de Planeación Minero Energética. **Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano: Diciembre de 2016**. Bogotá: UPME, 2017.

Disponível

em:

<http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2016/Segui_variables_dic_2016.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2017.

VALOR ECONÔMICO. Ibama Suspende Licenciamento da Hidrelétrica de São Luiz do Tapajós. **Valor Econômico**. São Paulo, p. 1-1. abr. 2016. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/4532501/ibama-suspende-licenciamento-da-hidreletrica-de-sao-luiz-do-tapajos>>. Acesso em: 08 jun. 2017.

VILLAREAL, Julio; CÓRDOBA, Maria. **Incentivos y Estructura del Nuevo Cargo por Confiabilidad en el Sector Eléctrico en Colombia**. Revista Ingeniería e Investigación. Vol 28, No. 3. Dez. de 2008, p105-115.

VISCUSIM, W. K.; HARRINGTON, J. E.; VERNON, J. M. **Economics of Regulation and Antitrust**. 4th. ed. Cambridge: MIT Press Books, 2005.

ZHOU, Zhi; LEVIN, Todd; CONZELMANN, Guenter. **Survey of U.S. Ancillary Services Markets**. Lemont: Energy Systems Division - Argonne National Laboratory, jan. 2016.