UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

TALITA JAMIL DARWICHE

DÉFICIT DA GERAÇÃO HÍDRICA E A REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DA TEORIA DOS GRUPOS DE INTERESSE

SÃO PAULO
2016

TALITA JAMIL DARWICHE

DÉFICIT DA GERAÇÃO HÍDRICA E A REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ANÁLISE SOB A PERPESTIVA DA TEORIA DOS GRUPOS DE INTERESSE

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciência.

Orientadora: Profª Drª Virginia Parente

Versão Corrigida

SÃO PAULO
2016

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Darwiche, Talita Jamil.

Déficit da geração hídrica e a repactuação do risco hidrológico no setor elétrico brasileiro: uma análise sob a perspectiva da teoria dos grupos de interesse / Talita Jamil Darwiche; orientadora : Virginia Parente– São Paulo, 2016.

137f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

1. Recursos hídricos. 2. Setor elétrico . 3. Planejamento de recursos hídricos .I. Título.

Nome: DARWICHE, Talita Jamil

Título: Déficit da Geração Hídrica e a Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Sob a Perspectiva da Teoria dos Grupos de Interesse

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciência.

Dissertação defendida e aprovada em 04/10/2016 pela Banca Examinadora:

Profª Drª Virginia Parente – PPGE/IEE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Drª Elbia Aparecida Silva Gannoum – Abeeólica

Profº Drº José Bonifácio de Souza Amaral Filho – Arsesp

Profº Drº Sidnei Colombo Martini – EP/USP

AGRADECIMENTOS

À amiga e orientadora Profª Drª Virginia Parente, pela atenção, pelo direcionamento e pelas sábias discussões que foram primordiais para esta dissertação.

Ao Prof. Dr. Dorel Ramos, ao Prof. Dr. Erik Rego e ao Prof. Dr. Sidnei Martini, as conversas e as contribuições foram fundamentais para o desenvolvimento do trabalho.

À Juliana Passadore, por ter acompanhado este trabalho de perto, por sempre me ouvir e pelas importantes discussões sobre o tema, muito obrigada!

Ao Gustavo Borges e a Maria do Carmo, pelas valiosas discussões e conselhos.

À Silvia Dias, à Carolina Lembo e ao Roberto Moussallem, que incentivaram e permitiram que eu conciliasse o mestrado com as atividades na FIESP. Agradeço, também, o apoio dos demais amigos do Departamento de Infraestrutura.

Aos amigos do Instituto de Energia e Ambiente, Lilian da Silva, Dafne Silva e Daniel Ribeiro do Valle, por compartilharem as emoções durante o período do mestrado.

À minha mãe Vera, pelo exemplo de força de vontade e determinação.

Ao Leandro, por estar ao meu lado e pela paciência durante esse processo.

E principalmente à minha irmã Tatiane, pela parceria e por sempre estar presente em importantes momentos na minha vida! E que, apesar de ser da área de humanas, ouviu todas as minhas explicações sobre o funcionamento do setor elétrico, além de contribuir com a revisão desta dissertação.

RESUMO

DARWICHE, Talita Jamil. **Déficit da Geração Hídrica e a Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Sob a Perspectiva da Teoria dos Grupos de Interesse**. 2016. 137 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

O setor elétrico brasileiro é composto, majoritariamente, por usinas hidrelétricas, cuja operação é realizada de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Devido às características do setor, foi criado durante a década de 1990 o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) com o intuito de compartilhar o risco hidrológico entre as usinas participantes deste mecanismo, o qual é medido pelo *Generation Scaling Factor* (GSF). Entre os anos de 2014 e 2015, o Brasil enfrentou um período de escassez hídrica que impactou negativamente o caixa dos geradores hídricos. Estes, insatisfeitos com o cenário, articularam-se junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ao Ministério de Minas e Energia (MME) para que o risco hidrológico fosse transferido para os consumidores. A agência reguladora posicionou-se contrária ao pleito dos geradores na primeira fase da Audiência Pública 32/2015, que tratou do tema em questão, entretanto o governo editou a Medida Provisória 688/2015 que possibilitou a repactuação do risco hidrológico mediante um pagamento de prêmio de risco pelos geradores hídricos. Neste contexto, esta dissertação foi desenvolvida com o objetivo principal de avaliar o processo de repactuação do risco hidrológico, a partir dos estudos sobre a evolução da Teoria da Regulação, com foco na atuação dos grupos de interesse. Os resultados indicam possibilidade em aplicar os pressupostos da Teoria dos Grupos de Interesse, principalmente a abordagem de Pelztman (1976), no processo de repactuação do risco hidrológico, demonstrando que: (i) a regulação surge como demanda dos grupos de interesse; (ii) a regulação tende a beneficiar os grupos de interesse que forem mais ativos politicamente; (iii) os agentes envolvidos no processo de regulação atuam para maximizar sua própria utilidade; e (iv) a regulação tende a beneficiar grupos de interesse cujo benefício per capita seja maior.

Palavras chave: regulação; MRE; GSF; setor elétrico brasileiro; déficit hídrico, risco hidrológico; grupos de interesse; teoria da regulação.

ABSTRACT

DARWICHE, Talita Jamil. **Hydropower Shortage and Hydrologic Risk Renegotiation in the Brazilian Power Sector: An Analysis based on the Economic Theory of Regulation**. 2016. 137 f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

The Brazilian Power sector consists of hydroelectric plants, whose operation is performed centrally by the mainly National System Operator. Due to the system characteristics, during the 1990s, was created the Energy Reallocation Mechanism in order to share hydrological risk among mechanism's participating, which is measured by the Generation Scaling Factor (GSF). Between 2014 and 2015, Brazil faced a water scarcity period that negatively affected the hydropower generator's revenue. The generators unsatisfied with this situation have started seek to influence the electricity regulatory agency and the Ministry of Mines and Energy in order to transferred the hydrologic risk to consumers. The regulatory agency has positioned itself against the claim of the generators in the first phase of the Public Hearing 32/2015, but the government has published Interim Measure 688/2015 which allowed the renegotiation of the hydrological risk through a premium risk payment by hydropower generators. In this context, this work was developed with the main objective of analysing the renegotiation process of hydrological risk, such analysis was based on the evolution of regulation theory studies, focusing on the role of interest groups. The results indicate the possibility of applying the assumptions of Theory of Economics Regulation, mainly the Pelztman (1976) approach, on the renegotiation of the hydrological risk process demonstrating that: (i) regulation is supplied in reponse to the interest groups' demand for regulation; (ii) regulation is most likely to benefit the interest groups that are more active politically; (iii) agents involved in the regulatory process act to maximize their own utility; and (iv) regulation trends to benefit interest groups which highest per capita benefit.

Keywords: regulation, Energy Reallocation Mechanism, Generation Scaling Factor Brazilian Power Sector, hydropower shortage, hydrologic risk, interest groups, economic theory of regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo de Pelztman - Escolha ótima do regulador 30
Figura 2 - Instituições que influenciam o setor elétrico brasileiro 37
Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira em 2015 42
Figura 4 – Dilema do Operador do Sistema 45
Figura 5 - Otimização do Custo Total de Operação do Sistema Elétrico 46
Figura 6 – Processo de Planejamento da Operação através dos Modelos Computacionais 47
Figura 7 -Ambientes de Contratação de Energia 52
Figura 8 – Leilões de energia no ACR 54
Figura 9 – Liquidação das Diferenças no Mercado de Curto Prazo 56
Figura 10 – Alocação de Energia no MRE em Situação de Equilíbrio 62
Figura 11 – Alocação de Energia no MRE em Situação de Superávit 63
Figura 12 – Alocação de Energia Secundária no MRE 64
Figura 13 – Ajuste da Garantia Física em Situação de Déficit de Energia no MRE 65
Figura 14 – Alocação de Energia no MRE na situação de Déficit 66
Figura 15 - Histórico da Energia Natural Afluente (ENA) do SIN (% MLT) 69
Figura 16 - Piores Cenários de ENAs – SE/CO – 2012-2015 (MWmédio) 70
Figura 17 - Evolução do Nível dos Reservatórios do SIN (%) 71
Figura 18 - Evolução da Geração Térmica do SIN (MWmédio) 72
Figura 19 - Geração Térmica por Segurança Energética (MWmédio) 73
Figura 20 - Comparação Geração vs. Carga (MWmédio) 73
Figura 21 - Evolução do CMO x PLD – SE/CO (R$/MWh) 74
Figura 22 - Evolução do PLD - Submercado SE/CO (R$/MWh) 76
Figura 23 - Histórico GSF Médio Anual 78
Figura 24- Evolução Mensal do GSF (2004-2015) 79
Figura 25 - Distribuição da Garantia Física do MRE 103
Figura 26 – Adesão das Usinas aos Produtos da Repactuação no ACR (unidades) 112
Figura 27 - Participantes da Audiência Pública 32/2015 120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de Entrada e Resultados dos Modelos de Otimização da Operação do Sistema Elétrico 49
Tabela 2 - Curva de Custo do Déficit 75
Tabela 3 - Resposta da ANEEL sobre os motivos para déficit da geração hídrica 88
Tabela 4 - Produtos para repactuação do risco hidrológico no ACR 108
Tabela 5 - Resultado a ser ressarcido no ano de 2015 e postergação do pagamento do prêmio de risco 109
Tabela 6 – Valor repactuado referente ao déficit hídrico de 2015 113

LISTA DE SIGLAS

ABRAGE – Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica

CEVE - Conta de Energia Vinculada ao Encargo de Serviço de Sistema

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCRBT – Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

CER – Contratos de Energia de Reserva

CMO – Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CONER – Conta de Energia de Reserva

CONUER – Contratos de Uso de Energia de Reserva

CVAR – Valor Condicionado a um Dado Risco

CVU – Custo Variável Unitário

EBITDA – Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

ENA – Energia Natural Afluente

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas

EER – Encargo de Energia de Reserva

ESS – Encargo de Serviço de Segurança

FCI – Função de Custo Imediato

FCF – Função de Custo Futuro

GSF – Generation Scaling Factor

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MLT – Média de Longo Termo

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MP – Medida Provisória

LER – Leilão de Energia de Reserva

ONS – Operador Nacional do Sistema

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

RAG – Receita Anual de Geração

RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TEO – Tarifa de Energia de Otimização

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA **3**
1. INTRODUÇÃO **13**
1.1. Motivação, Justificativa e Relevância do Tema 13
1.2. Objetivo, Questão Central e Hipótese 17
1.3. Metodologia 18
1.4. Estrutura Capitular 18
2. PRINCIPAIS ASPECTOS DA TEORIA DA REGULAÇÃO **20**
2.1. Considerações Sobre a Teoria da Regulação 20
2.2. Teoria do Interesse Público 22
2.3. Teoria da Captura 23
2.4. Teoria dos Grupos de Interesse 25
2.5. Panorama Regulatório do SEB: do Monopólio à Abertura do Mercado 32
2.6. Principais Aspectos e Considerações Finais do Capítulo 2 37
3. OPERAÇÃO E FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO **39**
3.1. Considerações Sobre o Setor Elétrico Brasileiro 39
3.2. Operação Física do Sistema Interligado Nacional 42
3.3. Estrutura do Mercado e a Comercialização de Energia Elétrica 50
3.4. Mecanismo de Realocação de Energia 59
3.5. Principais Aspectos e Considerações Finais do Capítulo 3 66
4. DÉFICIT DA GERAÇÃO HÍDRICA E POSICIONAMENTO DOS GERADORES **68**
4.1. Crise Hidrológica e Aumento do Despacho Térmico 68
4.2. Impactos no CMO e PLD 74
4.3. Posicionamento dos Geradores Frente ao Déficit Hídrico 77
4.4. Principais Aspectos e Considerações Finais do Capítulo 4 83
5. ANÁLISE CRÍTICA DO PROCESSO DE REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO **85**
5.1. Negociações e Propostas para a Repactuação do Risco Hidrológico 85
5.2. Adesão à Repactuação do Risco Hidrológico 111
5.3. Atuação dos agentes sob a Ótica da Teoria dos Grupos de Interesses 114
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES **122**
REFERÊNCIAS **128**

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro, durante o ano de 2015, foi marcado por uma intensa discussão sobre os impactos do déficit da geração hídrica e a possibilidade de repactuação do risco hidrológico. Os custos deste risco eram assumidos integralmente pelos geradores a partir dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por quantidade. Entretanto, o forte posicionamento dos geradores hidrelétricos junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) culminou na edição da Medida Provisória 688/2015, convertida na Lei nº 13.203/2015, que possibilitou a transferência do risco hidrológico para os consumidores, mediante um pagamento de prêmio de risco por parte dos geradores.

Neste contexto, esta dissertação apresenta uma análise do desdobramento das negociações entre a agência reguladora, o governo e os agentes hídricos acerca das propostas de repactuação do risco hidrológico. Tal análise é realizada de forma crítica tomando como base o arcabouço teórico da Regulação Econômica, com foco mais específico na Teoria dos Grupos de Interesse.

1.1. Motivação, Justificativa e Relevância do Tema

O setor elétrico brasileiro, em 2015, era composto por uma matriz de geração com 65% de participação de fontes hídricas e 28% de fontes térmicas, sendo caracterizado como um sistema hidrotérmico (ANEEL, 2016). A predominância da energia hidráulica na matriz elétrica nacional demonstra a grande importância que esta fonte tem na oferta de energia do sistema elétrico.

Devido à grande extensão territorial do país, existem expressivas diferenças de regimes hidrológicos entre suas regiões, o que impacta diretamente a geração de energia de uma usina dependendo da sua localização. Isso acontece, pois em locais onde há maior afluência as usinas são programadas para operar com mais frequência, em contrapartida, em regiões que atravessam período de seca, as usinas são poupadas para armazenar água em seus reservatórios.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o agente responsável por gerenciar esta situação. Sua operação é caraterizada pelo despacho centralizado, ou seja, a decisão de acionar uma determinada usina para atender à demanda fica a cargo do ONS e tem o objetivo de minimizar os custos operacionais de todo o sistema e fornecer energia elétrica ao menor custo marginal possível. Por isso, o ONS não considera as usinas hidrelétricas de forma individual, mas sim de forma global para todo o sistema, ou seja, busca otimizar a produção de energia dentro das bacias hidrográficas e entre elas, podendo, em algumas situações, o despacho de uma determinada usina afetar a produção da hidrelétrica a jusante.

Assim, a geração de energia por parte das usinas hidrelétricas é muito instável, já que os agentes produtores não têm gerência sobre a quantidade de energia produzida pela sua própria usina, independentemente de seus compromissos contratuais, já que isto é atividade do ONS. Esta situação poderia impactar significativamente a receita dos geradores hídricos, os quais, por não conseguir cumprir seus contratos de venda de energia, ficariam expostos a ter que comprar energia no mercado de curto prazo (MCP), ao preço de liquidação de diferenças (PLD).

Por este motivo, durante a reestruturação do setor elétrico brasileiro, na década de 1990, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), através do Decreto 2.655/1998, com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas participantes deste mecanismo. O MRE consiste em garantir para estas usinas, independente do montante de energia gerado individualmente, uma parcela da energia gerada pelo conjunto dessas usinas de forma proporcional à garantia física de cada uma. Essa garantia física, por sua vez, se refere ao valor máximo de energia que a usina pode comercializar, porém não é o limite de sua máxima produção física, conforme explicado a seguir.

A parcela de energia transferida entre as usinas é apurada pelo fator de ajuste do MRE, também chamado de *Generation Scaling Factor* (GSF), que é medido através do quociente entre o que foi gerado por todas as usinas participantes do Mecanismo e a soma de suas garantias físicas. Quando esse fator é superior a 1, significa que o conjunto de usinas está produzindo acima da sua garantia física. Porém, se GSF atingir valores

inferiores a 1, significa que o conjunto de hidrelétricas enfrenta uma situação de déficit de geração hídrica.

Até 2013, o GSF não era um fator que impactava negativamente o setor elétrico, pois desde 2005 ele sempre foi superavitário ou com um déficit hídrico pouco significativo. Tal situação garantia a tranquilidade dos agentes do setor. Por isso, poucos trabalhos acadêmicos abordam esse assunto. Para alguns autores, a exemplo de Tolmasquim (2011), o déficit de geração hídrica entre os participantes do MRE era "plausível", porém de "menor probabilidade de acontecer". Contudo, tal situação mudou devido à hidrologia adversa vivida pelo setor elétrico, principalmente, nos anos de 2014 e 2015.

Neste período, as usinas hidrelétricas geraram menos energia do que suas garantias físicas somadas, apresentando GSFs nos valores de 0,91 e 0,84, referentes, respectivamente, aos anos de 2014 e 2015. Este cenário acarretou perdas financeiras aos geradores hídricos, que ficaram expostos ao mercado de curto prazo para atender seus contratos. Por este motivo, o tema ganhou grande destaque, sobretudo, no início de 2015, mostrando-se de elevada relevância para o setor.

Os agentes de geração hidrelétrica, representados inicialmente pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) e pela Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE) não estavam satisfeitos com a situação, mesmo sabendo que nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por quantidade era previsto que o risco hidrológico deveria ser assumido por eles. Por isso, tais agentes começaram a se manifestar junto ao MME e a ANEEL, alegando que a situação crítica não era inerente apenas ao risco hidrológico, mas ao (i) aumento do despacho térmico fora da ordem de mérito; (ii) aumento de outras fontes de geração na matriz elétrica; (iii) aumento da energia de reserva, entre outros. Por isso, pleiteavam a transferência deste risco para os consumidores.

Tal pleito culminou na abertura, pela ANEEL, da Audiência Pública n° 32/2015, cuja primeira fase discutiu questões conceituais sobre déficit de geração hídrica. Primeiramente, a ANEEL se posicionou contrária ao pleito dos geradores, visto que estes tinham o objetivo de transferir o risco hidrológico para os consumidores sem nenhuma contrapartida. Além disso, a Agência enfatizou que a conjuntura de déficit hídrico era

inerente apenas ao risco hidrológico e, portanto, cumprindo a regulamentação do setor e dos CCEAR por quantidade, o risco não deveria ser compartilhado com os consumidores.

Os geradores hídricos, insatisfeitos com o posicionamento do órgão regulador entraram em juízo com pedidos de liminares para eximi-los do pagamento do déficit de geração hídrica. As decisões judiciais resultaram na paralisação das liquidações do mercado de curto prazo feitas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Pressionado por essa situação e pelos agentes geradores, o governo decidiu editar a Medida Provisória 688/2015, convertida na Lei n° 13.203/2015 e regulamentada pela ANEEL, que permitiu a repactuação do risco hidrológico através da transferência deste risco para os consumidores mediante o pagamento de um prêmio pelos geradores.

Disputas como esta, descrita acima, podem ser analisadas à luz da Teoria da Regulação Econômica, e com mais riqueza e profundidade, através da análise da atuação dos grupos de interesse. De acordo com Viscusi *et al* (1995), na prática a regulação é elaborada de forma a beneficiar os grupos de interesses que forem mais ativos politicamente. Stigler (1971), Peltzman (1976) e Becker (1983) afirmam que os agentes envolvidos no processo regulatório atuam para maximizar seu próprio bem-estar. Assim, o processo de regulação resulta de uma atividade política, em que *grupos de interesse* competem para ampliar sua própria utilidade e não, propriamente, para corrigir falhas de mercado ou para promover o bem-estar econômico.

Como explicitado, o processo de repactuação do risco hidrológico teve forte atuação dos geradores hídricos junto às esferas políticas. Visto o grande impacto gerado para diversos agentes do setor elétrico brasileiro, é enriquecedor para o tema em questão analisar esse processo de repactuação sob a perspectiva da Teoria dos Grupos de Interesse, de modo a detectar se a proposta regulamentada pela ANEEL conseguiu, ou não, equilibrar o resultado para todos os agentes envolvidos.

Salienta-se que esta dissertação não discutirá se o déficit de geração hídrica, entre 2014 e 2015, foi um evento extraordinário acarretado pelas políticas energéticas adotadas previamente pelo governo. O trabalho focará no desenvolvimento das negociações para a repactuação do risco hidrológico sob o ponto de vista da Teoria dos Grupos de Interesse e, para tanto, o período de análise abrangerá os anos de 2012 a 2015.

Dentre as perguntas que se pretende responder com esta dissertação destacam-se: (i) foi possível neutralizar os impactos do déficit da geração hídrica? (ii) Houve *captura de renda* por parte dos geradores hídricos? (iii) O déficit da geração hídrica e a consequente repactuação retroativa ao ano de 2015, alocaram prejuízos para os consumidores? E finalmente, (iv) governo e geradores hídricos agiram para maximizar suas próprias utilidades?

1.2. Objetivo, Questão Central e Hipótese

Frente aos acontecimentos do setor elétrico brasileiro entre os anos de 2014 e 2015, conforme descrito anteriormente, esta dissertação tem como objetivo principal avaliar o processo de repactuação do risco hidrológico, a partir dos estudos sobre a evolução da teoria da regulação, com foco na atuação dos grupos de interesse. Associado a este objetivo principal, os objetivos secundários são: (i) apresentar a evolução sobre a teoria da regulação; (ii) descrever a operação física e financeira do mercado de energia no Brasil; e (iii) disponibilizar informações que contribuam para a reflexão das políticas públicas do setor.

Como questão central, indaga-se se governo e os geradores hídricos, no processo de repactuação do risco hidrológico, agiram para maximizar suas próprias utilidades, como destacado pela teoria dos grupos de interesse. Sobretudo se a agência reguladora conseguiu cumprir seu papel de garantir o equilíbrio entre os agentes do mercado.

Para tanto, as hipóteses a serem investigadas ao longo da dissertação, por meio da teoria dos grupos de interesse, são: (i) a pressão dos geradores hídricos e a decisão do governo em repactuar o risco hidrológico a partir da edição da Medida Provisória 688/2015, não foram uma medida para garantir o equilíbrio do mercado, ou seja, estes agentes aturam com o objetivo de maximizar o próprio bem-estar; e (ii) houve captura de renda, por parte dos geradores hídricos, na repactuação do risco hidrológico referente ao ano de 2015.

1.3. Metodologia

Para o desenvolvimento desta dissertação, a metodologia utilizada está dividida em três partes: (i) entendimento do problema; (ii) organização e classificação da bibliografia; (iii) análise crítica do processo de repactuação do risco hidrológico.

No entendimento do problema foi feita uma análise do setor elétrico, destacando os motivos que levaram ao déficit hídrico e como ele impactou o funcionamento do setor. Neste contexto foram visitadas as leis e decretos setoriais, levantados dados disponíveis pelo MME, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pela CCEE e pelo ONS.

A organização e revisão da literatura pertinente ao assunto se pautou no levantamento de trabalhos sobre a teoria dos grupos de interesse, juntamente com as informações do funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro. Por fim, para a análise crítica, que culminou nas conclusões e propostas, os esforços foram concentrados no resultado da Audiência Pública n°32/2015 da ANEEL e na Lei n° 13.203/2015, conversão da Medida Provisória 688/2015.

1.4. Estrutura Capitular

A estrutura desta dissertação está dividida em cinco partes além desta introdução, que apresenta as motivações, objetivos e hipóteses para o desenvolvimento do trabalho, bem como a metodologia adotada. No segundo capítulo será abordada a evolução da teoria da regulação com foco na teoria dos grupos de interesse, além de trazer um breve panorama da regulação no setor elétrico brasileiro, desde o monopólio estatal até a abertura do mercado.

No capítulo três, será explicada a operação física e financeira do mercado de energia elétrica, bem como o funcionamento do MRE. O capítulo quatro apresenta a hidrologia no período de 2012-2015, o consequente déficit de geração hídrica e seus impactos no setor elétrico brasileiro, bem como o posicionamento dos geradores hídricos perante a situação.

A evolução das propostas e negociações entre os agentes do setor para a repactuação do risco hidrológico estão explanadas no capítulo cinco, juntamente com a análise da adesão à proposta de repactuação nos dois ambientes de contratação e a análise da atuação dos agentes de acordo com a Teoria dos Grupos de Interesse.

Por fim, as conclusões serão sumarizadas no capítulo seis, no qual, também, serão destacadas as contribuições esperadas, as propostas para trabalhos futuros e as limitações e dificuldades encontradas para a realização da dissertação.

2. PRINCIPAIS ASPECTOS DA TEORIA DA REGULAÇÃO

Para compreender a atuação dos agentes envolvidos no processo de repactuação do risco hidrológico é necessário conhecer as principais abordagens sobre a regulação de mercados. Portanto, este capítulo tem o objetivo de apresentar os aspectos básicos e a evolução da teoria da regulação, bem como, uma breve descrição a respeito do seu desenvolvimento no mercado de energia elétrica no Brasil.

2.1. Considerações Sobre a Teoria da Regulação

É muito difícil saber exatamente quando surgiu a atividade de regulação, entretanto é de conhecimento geral que, desde a antiguidade, todos os mercados funcionam sobre alguma base de leis, normas ou convenções sociais. Essas questões basilares que regem as relações comerciais podem influenciar as características e a qualidade dos produtos ofertados e, também, a maneira como as empresas atuam em seus respectivos mercados (PARENTE et al, 2007; ARAÚJO,1997).

A regulação, no sentido moderno, ganhou força por volta do fim do século XIX e início do século XX. É definida como a atuação de órgãos a partir de regulamentos existentes, os quais controlam alguns setores da economia a fim de garantir a prestação de seus serviços. Esta movimentação foi um resultado não esperado das modificações das bases produtivas e do padrão capitalista, principalmente a partir da revolução industrial (FIANI, 2003)

Neste período, a produção em larga escala encontrava-se principalmente com o capital privado, surgindo, então, a necessidade de regulação de setores denominados de serviços de utilidade pública como: energia elétrica, telecomunicações, transportes coletivos e saneamento básico, entre outros (PARENTE *et al*, 2007). Regular estes serviços é fundamental, principalmente, por se tratar de atividades básicas para o bem-estar social,

que apresentam externalidades[1] e, na maior parte, são caracterizados monopólios naturais[2] (ARAUJO, 1997).

Viscusi *et al* (1995) também dizem que a regulação surge para corrigir falhas de mercado inerentes aos monopólios naturais e as externalidades. Tendo em vista as características dos monopólios naturais, um ambiente concorrencial não é a melhor alternativa para alocar os recursos entre produtor e consumidor de forma eficiente, ou seja, não há a maximização de bem-estar entre todos os envolvidos. Por isso, a intervenção do Estado se torna necessária para que a sociedade tenha a oferta dos serviços de forma adequada a todos os consumidores (KAHN, 1998).

Para que os recursos sejam alocados de forma eficiente nas atividades de interesse público, a mediação estatal apresenta-se basicamente de duas maneiras: (i) o Estado é o responsável pelo fornecimento dos serviços; ou (ii) o Estado delega a operação e gestão dos serviços para empresas privadas e assume o papel de agente regulador e fiscalizador das atividades em prol do bem comum. Em ambos os casos há o pressuposto de que a atuação do livre mercado, em serviços de utilidade pública, não resultará na melhor alocação dos recursos em termos econômicos, sociais ou políticos (ARAUJO, 1997).

Salienta-se que a regulação se torna, ainda, mais essencial quando os serviços caracterizados como monopólios naturais são executados por empresas privadas. No passado, a maior parte desses serviços era de propriedade do Estado e, por esse motivo não havia uma estrutura regulatória para controlar preços e quantidades de suas próprias empresas, pois podiam executar essas atividades diretamente (PARENTE et al, 2007). Entretanto, na maioria dos casos, é quando a iniciativa privada tem a gestão e operação dos ativos de utilidade pública, que surge um conflito entre regulador e regulado, situação na qual a política regulatória tenta atenuar e garantir o equilíbrio entre todos os agentes participantes.

De acordo com Viscusi *et al* (1995) a teoria da regulação e a relação entre os agentes pode ser analisada sob três estágios de evolução: (i) a Teoria do Interesse Público; (ii) a Teoria

---

[1] Externalidade: ação de um produtor ou consumidor que afeta outros produtores ou consumidores, mas que não é considerada no preço de mercado (PYNDYCK, 2010).
[2] Monopólio Natural: Empresa que tem capacidade de produção para todo o mercado com custo menor ao que existiria caso houvesse várias empresas (PYNDYCK, 2010).

da Captura; e (iii) a Teoria Econômica da Regulação, também chamada de Teoria dos Grupos de Interesses. Além disso, o autor também destaca o período de desregulamentação vivido por diversos países no mundo a partir da década de 1970 até o fim da década de 1980.

2.2. Teoria do Interesse Público

A regulação exercida pelo Estado e atrelada a atividades de interesse público correlaciona-se à chamada Teoria do Interesse Público, cujo pensamento prevaleceu desde o fim do século XIX até o início da década de 1960. A intervenção do Estado em mercados em situação de monopólio natural foi caraterizada pela Corte Suprema dos Estados Unidos da América como um direito.

Esta definição ocorreu em 1887 na disputa judicial entre produtores de grãos e os detentores das ferrovias no estado americano de Illinois, tornando-se um marco nos estudos sobre regulação. Os produtores apresentaram a impossibilidade de obter lucro em suas atividades devido ao alto custo do transporte ferroviário e, sem que tivessem outra alternativa para a logística dos grãos, contestavam o direito do Estado poder fixar limites nos preços cobrados (AMARAL FILHO, 2007). Os juízes deram ganho de causa para o pedido dos produtores, argumentando que serviços caracterizados como monopólio, que impactam os interesses públicos, necessitam de regulação (PARENTE, 2008).

Foi após este caso que as diretrizes sobre a atividade de regulação começaram a ficar mais claras. A Teoria do Interesse Público defende que a regulação surgiu como resposta à demanda da sociedade para corrigir práticas ineficientes e não equitativas de mercado. Assim, o objetivo da intervensão do Estado seria unicamente corrigir falhas de mercados, a fim de defender o interesse público (VISCUSI, et al., 1995). O agente regulador, neste caso, é visto como benevolente, pois suas ações visam atender unicamente à demanda por maximização de bem-estar social.

Entretanto, no início da década de 1960, os pressupostos dessa teoria, dita como convencional, começaram a ser criticados. Ela foi caracterizada como incompleta por não conseguir demonstrar quais eram os mecanismos que realmente eliminavam as falhas de mercado (VISCUSI et al, 1995). As principais críticas apareceram no *Journal of Law*

and Economics, e evidenciaram, a partir de pesquisas empíricas, os seguintes aspectos: (i) a regulação, até aquele momento, não havia sido eficaz em eliminar as falhas de mercado e maximizar o bem estar econômico e social; (ii) existência de regulação em setores que não apresentavam externalidade e nem eram caracterizados como monopólios naturais; e (iii) existência de falhas de governo, o que tornaria ineficaz a atuação da regulação para eliminar as assimetrias de mercado (RODRIGUES, 2008).

Nestas pesquisas não apenas o limite regulatório foi questionado, mas também o sentido da regulação. As críticas sobre a Teoria do Interesse Público culminaram na análise sobre as falhas de governo que, diferente do conceito de falhas de mercados[3], possuem um conceito mais complexo, uma vez que sua atividade não é orientada pela busca de lucro. Desta forma, a partir de meados da década de 1960, os conceitos de *rent-seeking* e de grupos de interesses passam a compor as discussões sobre a regulação, juntamente com o efeito da atuação do governo na economia (FIANI, 1998).

2.3. Teoria da Captura

As críticas que surgiram à Teoria do Interesse Público, aliada às transformações nas economias capitalistas avançadas[4], impulsionaram uma revisão sobre os conceitos atrelados à regulação a partir da década de 1970. Os estudos mostravam que ao invés do regulador agir em busca do bem-estar social, suas políticas contribuíam para o aumento do lucro dos agentes regulados (BEAVER, 1998).

Neste período, os estudos sobre os grupos de interesse e a atividade de *rent-seeking* foram aprofundados. Olson[5] (1965 apud FIANI, 1998, p.16) discorre sobre os grupos de interesses e o custo de sua organização. O autor conclui que o custo de organização dos grupos de interesses será maior, quanto maior for o número de seus membros e, por isso, grupos menores tem uma probabilidade maior de conseguir benefícios.

---

[3] Falhas de mercado podem ser analisadas através de ferramentas de equilíbrio para atingir o ótimo de Pareto (FIANI, 1998).
[4] Detalhes da evolução das economias capitalistas avançadas com a teoria da regulação em Fiani (1998).
[5] Olson, M. (1965): The Logic of Collective Auction. Cambridge, Mass. Harvard University Press.

Essa discussão sobre os grupos de interesses e sua formação não leva em conta o seu objetivo, que é a busca por renda econômica[6] e onde se encaixa o conceito de *rent-seeking*. O qual se traduz como um ganho artificial de renda, pois não se relaciona ao sistema de preços do mercado e implica na redução de bem-estar social. A evolução desses conceitos mostrou que o Estado não, necessariamente, trabalharia para maximizar os ganhos sociais, mas que estaria sujeito à captura por parte de grupos de interesse, a fim de conseguir renda extraordinária, ou seja, executando a atividade de *rent-seeking* (FIANI, 1998).

Foi nesta conjuntura que se desenvolveu a Teoria da Captura, a qual afirma que, de alguma forma, os agentes reguladores são capturados pelo agente regulado e, que, sua atuação através da legislação e de políticas regulatória maximizam os benefícios das empresas privadas. Esse comportamento dos reguladores visaria não somente o interesse do regulado, mas também o seu próprio interesse (VISCUSI, et al., 1995).

Isto relaciona-se ao fato do regulador ser um agente político e a maximização de seu bem-estar poder se associar ao recebimento de dinheiro ou ao aumento do seu poder[7]. Assim, legisladores responsáveis pelas normas que orientam a regulação, estariam sujeitos a garantir uma renda extraordinária aos agentes privados, ou seja *rent-seeking*, em detrimento do bem-estar social (FIANI, 2004).

A Teoria da Captura, apesar de conseguir identificar um comportamento que não era previsto na Teoria do Interesse Público, também pode ser considerada incompleta. Ela segue a mesma abordagem que a teoria anterior, mas de maneira oposta ao conceito do regulador benevolente. Ou seja, na Teoria do Interesse Público os reguladores agiriam apenas para maximizar os ganhos sociais e, na Teoria da Captura, passam a atender somente os interesses privados.

Apesar de, na maior parte das análises, as hipóteses sobre Teoria da Captura mostrarem-se como válidas, alguns resultados encontrados foram opostos aos seus conceitos base.

---

[6] As rendas podem ser obtidas de duas maneiras distintas. A primeira delas pela operação do sistema de preços, o que poderia ser considerado o caso clássico, [...] sendo em geral anuladas pelo próprio processo de concorrência. A segunda seria gerada por fatores alheios ao sistema de preços relativos, como, por exemplo, regulamentação governamental (TOLLISON, 1982 apud FIANI, 1998, p. 18).

[7] O bem-estar do agente regulador pode relacionar-se com recebimento de dinheiro desde o simples suborno até verbas para reeleição e o aumento de poder através de votos e apoio político, dentre outros.

Isto se relaciona à complexidade do processo regulatório, que envolve diversos grupos de interesse. Assim, os modelos desenvolvidos posteriormente se tornaram mais sofisticados e buscaram suprir este dilema do regulador benevolente-capturado (FIANI, 1998).

2.4. Teoria dos Grupos de Interesse

A Teoria dos Grupos de Interesse[8] surgiu da evolução e críticas da Teoria do Interesse Público e da Teoria da Captura. Nesta nova vertente há o pressuposto de que a regulação é resultado de demandas de transferência de renda entre grupos de interesse. Neste caso a regulação não maximiza o bem-estar social, mas favorece determinados grupos que exerceram maior pressão sobre o agente regulador (VISCUSI, et al., 1995).

Com este pressuposto, iniciou-se a tentativa por formular modelos mais sofisticados para conseguir explicar o comportamento do agente regulador e superar o dilema do regulador benevolente-capturado. Para Viscusi, *et al* (1995), a Teoria do Interesse Público e a Teoria da Captura não podem, propriamente, ser denominadas teorias, pois, são apenas hipóteses e proposições sobre a regulação. Isto se diferencia da Teoria da Regulação Econômica, que é mais abrangente, uma vez que suas hipóteses são testáveis e geram implicações lógicas a partir de um conjunto de suposições.

Assim, a regulação é elaborada de forma a beneficiar os grupos de interesses que forem mais ativos politicamente. A teoria busca explicar esse fenômeno, além de tentar explicar o porquê foi observado tanto o movimento de regulação, quanto o de desregulamentação de alguns setores, como telecomunicações, gás natural, petróleo, aviação (VISCUSI, et al., 1995)

Alguns autores de destaque, os quais desenvolveram os conceitos sobre a teoria da regulação econômica e que será utilizada nesta dissertação, são: Stigler (1971); Peltzman (1976) e Becker (1983), eles afirmam que os agentes atuam para maximizar seu próprio bem-estar. Assim, o processo de regulação resulta da atividade política, em que grupos

[8] Também chamada de Teoria Econômica da Regulação.

de interesse competem para ampliar sua própria utilidade e não para corrigir falhas de mercado e nem promover o bem-estar econômico.

Devido à importância desses autores, será apresenta uma síntese de suas teorias. Entretanto, destaca-se que, apesar de mais elaboradas, essas teorias sofreram críticas, que não invalidam seus pressupostos, mas demonstram a necessidade de evolução (VISCUSI, et al., 1995).

2.4.1. Contribuições de George Stigler

Uma das maiores contribuições para o avanço dos estudos da regulação foi a publicação do artigo "*The Theory of Economic Regulation*" por George Stigler (1971). Para o autor, o papel da teoria econômica da regulação seria: (i) definir os agentes beneficiados e prejudicados com a regulação; (ii) explicar qual o formato da regulação; e (iii) demonstrar o impacto da regulação na alocação dos recursos.

As premissas do artigo de Stigler (1971) são: (i) o Estado controla os serviços de utilidade pública, sendo o poder de coerção seu recurso básico, este pode ser utilizado para beneficiar um grupo de interesse em específico; e (ii) os agentes são racionais e fazem escolhas com o objetivo de maximizar o seu bem-estar. A partir dessas premissas chegou-se à hipótese de que a regulação surge em resposta à demanda de grupos de interesse com o objetivo de maximizar suas rendas, ou seja, a regulação seria o instrumento que os grupos de interesse utilizam para aumentar sua renda através da redistribuição de recursos entre os demais grupos existentes.

A partir disto, foi proposto um novo conceito para o desenho regulatório, consolidando a abordagem de que a regulação seria a melhor maneira de equilibrar interesses diferentes e, na maioria das vezes conflitantes, entre sociedade e agentes privados. Para Stigler (1971), as empresas de um setor regulado, almejam capturar o regulador com o objetivo de ampliar seus lucros e seu poder. Neste contexto, como o Estado tem maior poder de coerção, grupos de interesse podem induzir o Estado a usar este poder para favorecê-lo (VISCUSI *et al*, 1995).

Ao ter em mente esse comportamento, o autor destaca a influência dos reguladores sobre os eleitores, que são impactados diretamente pela política regulatória exercida. A partir dessas ideias, Stigler desenvolve uma função-utilidade do agente regulador que deriva do recebimento de recursos financeiros e do voto de eleitores. Conforme destacado por Fiani (1998), e baseado nas ideias de grupos de interesses de Olson[9], essa função utilidade demonstra que, mesmo grupos com um número pequeno de participantes, que não representam um montante significativo de votos, podem apresentar um aumento da utilidade do regulador pelo resultado que recursos financeiros são capazes gerar em eleições:

> [...] campanhas com mais recursos tendem a obter um melhor desempenho eleitoral: portanto, pequenos grupos, ainda que representem um número de eleitores bastante reduzido em relação ao conjunto de eleitores relevante para o agente regulador, pode, mesmo assim, ser determinantes nas decisões do agente regulador. (FIANI, 1998, p. 22)

Sobre a atuação dos grupos de interesse, Stigler (1971) destaca dois custos que limitam sua mobilização: (i) os custos de informação; e (ii) os custos de organização. Ou seja, recursos são consumidos na organização dos grupos e na disseminação de informação, desta forma, os grupos que apresentarem menores custos têm vantagens sobre os que apesentam custos elevados.

Grupos maiores e com participantes significativamente diferentes, têm a propensão de perderem influência no processo de regulação por terem custos elevados de organização e de informação. O principal exemplo são os consumidores de um determinado setor que majoritariamente tem interesses distintos entre si, e, por isso, apresentam custos de organização e informação superior ao das firmas reguladas. Nestas empresas estes custos são menores, pois seus interesses têm maior convergência, isto indica que, provavelmente, terão vantagens para conseguir que a regulação atue sob sua influência.

Analiticamente, é indiscutível o avanço da teoria econômica da regulação com estas contribuições de Stigler (1971). Destaca-se, principalmente, a inserção do agente regulador como um grupo de interesse que também atua para maximizar sua própria

[9] Analise sobre os grupos de interesses de Olson apresentadas no item 2.3.

utilidade. Isto propiciou o avanço no pensamento da regulação e na conveniência para resolver diversos problemas econômicos.

Apesar dos avanços trazidos pelo autor, ele não consegue esclarecer o motivo de algumas empresas serem reguladas e outras não. Ademais, a intervenção do Estado na regulação acarreta uma ineficiência econômica, pois as decisões passam a ser tomadas por um processo político e não pelas leis de mercado. Esse processo político não envolve apenas os interessados diretamente pelas decisões, mas toda a sociedade. Além disso, grupos menores e mais coesos sempre serão beneficiados em detrimento de grupos maiores com interesses difusos, ou seja, os agentes regulados têm maior possibilidade de obter ganhos do que a sociedade.

Por essa ótica, Fiani (1998) e Viscusi *et al* (1995) destacam que a teoria apresentada por Stigler (1971) se aproxima da Teoria da Captura, porque o agente regulador ainda tem propensão a agir de acordo com os interesses das empresas privadas. Desta forma, os autores posteriores trabalharam com parâmetros e análises mais sofisticadas para transpor o dilema do regulador benevolente-capturado.

2.4.2. Avanços de Sam Peltzman sobre a Teoria da Regulação

Peltzman (1976) avançou nos estudos sobre a teoria econômica da regulação a partir das ideias de Stigler (1971). Trouxe três elementos fundamentais para a evolução das análises: (i) a legislação regulatória redistribui o bem-estar entre os membros da sociedade[10]; (ii) a atuação dos legisladores é orientada pelo desejo de permanecerem no cargo, assim a legislação seria projetada para maximizar o seu apoio político; (iii) os grupos de interesses competem para oferecer apoio político em troca de uma legislação que os favoreça.

A regulação teria um viés de beneficiar grupos menores, por serem mais organizados, conforme já salientando por Stigler (1971). Mas o ponto principal seria a análise do benefício per capita dos participantes dos grupos de interesse, pois, quanto maior for este

[10] A legislação regulatória também pode ter outras funções, mas a redistribuição de bem-estar seria a principal (VISCUSI *et al*, 1995).

benefício, maior será propensão de que a regulação seja desenhada para atingir os objetivos desse grupo.

Este conceito fornece informações importantes sobre o porquê dos atos regulatórios, em sua maioria, favorecem as empresas reguladas. O número de firmas é significativamente inferior ao número de consumidores, assim a transferência de renda entre esses dois grupos gera um benefício individual maior para as empresas do que para os demandantes de seus produtos e serviços (VISCUSI *et al*, 1995).

Sobre a atuação do agente regulador, Fiani (2004) destaca que a ideia majoritária defendida por Pelztman (1976) é de que não seria possível nenhum interesse econômico capturar exclusivamente o órgão regulador. Por sua vez, o interesse deste agente é aumentar seu apoio político para garantir sua permanência no cargo e, para que isso ocorra, é imprescindível que haja um equilíbrio e alocação ótima de benefícios entre diversos grupos de interesse.

Assim, Peltzman (1976) elaborou um modelo, no qual o órgão regulador não é capturado unicamente pelo interesse econômico, mas pela maximização do apoio político. Para o autor, há um ponto de equilíbrio no qual os agentes políticos maximizam suas utilidades e alocam de maneira ótima os benefícios entre os diversos grupos de interesses. O objetivo do regulador é satisfazer todos indivíduos com peso político, trabalhando dentro das funções de custo e de demanda de um determinado setor.

O apoio político definido pelo autor, seria uma função da taxa de lucro das empresas e do tarifa regulada, estipulados a partir de uma função utilidade M(P,p), onde:

M: a função de apoio político.

P: o nível da tarifa.

p: o lucro das empresas.

Assim, para o agente regulador maximizar seu apoio, ele deve aumenta-lo em todos os grupos de interesse; no caso do grupo de consumidores, ele deve conseguir manter o preço (P) o mais baixo possível, porém de forma a garantir a taxa de lucro (p) viável para as empresas reguladas.

Destaca-se que a taxa marginal é decrescente entre “P” e “p”, ou seja, há um limite entre aumentar ou diminuir essas variáveis e que o regulador consiga maximizar o seu apoio político. Isto acontece, pois, o apoio político por parte dos consumidores diminui quando as tarifas aumentam e, consequentemente, aumenta o apoio por parte das indústrias por resultar em maiores taxas de lucro. Deve-se lembrar, ainda, que o lucro da empresa é uma função do preço da energia, qual seja p(P), cuja curva é crescente em P, para todos os preços menores que o preço em situação de monopólio (P_m) e decrescente em P, para todos os preços acima de P_m, conforme apresentados na Figura 1.

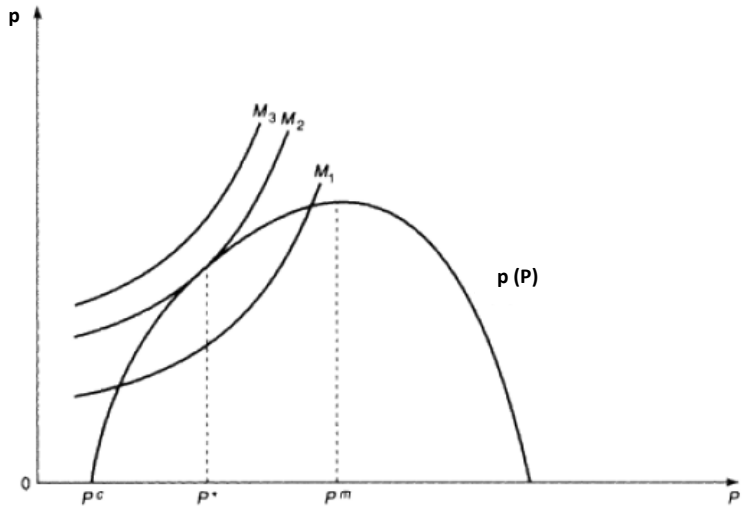

Figura 1 - Modelo de Pelztman - Escolha ótima do regulador
Fonte: Peltzman (1976).

Portanto, a maximização do apoio político, aconteceria quando a função M (P,p) se igualar à função p(P), na qual o preço está definido no gráfico apresentado como P*. Ou seja, na regulação de tarifas, o valor determinado para produtos e serviços sempre será um preço intermediário entre a condição de monopólio e de concorrência perfeita (VISCUSI *et al*, 1995).

Outra contribuição trazida por Peltzman (1976) foi a possibilidade de identificar os setores que têm a propensão de serem regulados. De acordo com o autor, devido aos formatos das funções M(P,p) e p(P), setores nos quais o regulador tenha que estipular preços próximos à situação de monopólio ou concorrência perfeita, para maximizar seu apoio político, não poderiam ser regulados. Nesta situação, empresas e consumidores

teriam poucos benefícios com as atividades de regulação, tanto em termos de diminuição de preços, quanto em elevação de taxas de retorno.

2.4.3. Gary Becker e a Pressão dos Grupos de Interesse

O artigo de Becker (1983) também trouxe contribuições para a teoria econômica da regulação, uma vez que o autor procura identificar qual a viabilidade da pressão dos grupos de interesses sobre o regulador. O ponto central de sua teoria é que a perda de bem-estar social é resultado da ineficiência das políticas regulatórias, devido a uma limitação das ações do regulador. Quando este agente interfere nos índices eficientes de produção, ocorre um aumento da perda de bem-estar social em taxas crescentes.

Baseado na competição entre grupos com interesses diferentes, Becker (1983) elaborou um modelo no qual o regulador responde somente à pressão exercida pelos grupos de interesse. Para o autor, as ações regulatórias são conduzidas a ampliar o bem-estar dos grupos de maior influência. Entretanto, o modelo tem um novo conceito, no qual há uma perda de bem-estar geral devido à própria atividade de regulação e o ganho do grupo de maior influência é inferior à renda transferida pelo grupo de menor influência.

Utilizando uma analogia, na qual a regulação é um pêndulo e as forças dos grupos de interesses distintos podem ser representadas por vetores de força, se as forças de cada grupo forem iguais, mas em sentidos opostos, o pendulo não será deslocado para nenhum dos lados. Porém, se um grupo exerce uma força maior do que o outro, o pendulo será deslocado e a regulação será exercida de acordo com os interesses deste grupo de maior pressão.

O jogo de pressão é estimulado pelos ganhos e perdas do processo político regulatório por parte dos grupos de interesse. Entretanto, o autor destaca que o processo político tende a buscar a regulação mais eficiente e a maneira mais equitativa de distribuição dos benefícios, pois nenhum dos grupos de interesse opor-se-á a determinações do agente regulador que elimine ou diminua a perda de bem-estar social.

Em sua análise, Becker (1983) chega às seguintes conclusões sobre a pressão exercida pelos grupos de interesse: (i) a pressão do grupo pode acarretar, em termos econômicos,

a maximização de seus subsídios e diminuição dos impostos pagos; (ii) políticos buscam a maximização do próprio bem estar, por isso contribuem com o grupo que lhe proporcionará maiores benefícios; (iii) a pressão exercidas pelos grupos é diretamente proporcional à convergência dos interesses entres os participantes e seus recursos disponíveis; (iv) quando um grupo ganha espaço político, necessariamente outro grupo perde influencia nesse mesmo espaço. Outra importante conclusão é de que empresas situadas em setores com maiores falhas de mercado, tem maior tendência de serem reguladas.

2.5. Panorama Regulatório do SEB: do Monopólio à Abertura do Mercado

O setor elétrico brasileiro (SEB), entre as décadas de 1940 e 1990, expandiu-se por meio da estrutura monopolista e estatal. As preocupações, neste período, voltavam-se para a necessidade de atendimento da indústria nacional e ao planejamento centralizado executado pelo Estado (PINTO JR. *et al*, 2007). Em 1962, com a criação da Eletrobrás, ficou consolidada a exclusiva participação do Estado no aumento da capacidade de suprimento da energia elétrica, baseado no bem-estar social, e centralizando nesta instituição as diversas atividades do setor como: planejamento e investimento (LEITE, 2007).

Entretanto, ocorreram diversas intervenções no setor elétrico brasileiro quando observado seu histórico sob administração do Estado. Entre elas destacam-se a equalização tarifária, ocorrida na década de 70, mediante o equilíbrio e repasse de recursos das concessionárias que obtinham lucro para as concessionárias que apresentavam prejuízo, e a garantia de remuneração dessas empresas no valor de 10% a 12% (TOLMASQUIM, 2011).

Esta estrutura promoveu avanço expressivo da oferta de energia elétrica no país (CORREIA et al, 2006), porém, o governo começou a utilizar as tarifas de energia como medida de política monetária, a qual visava reprimir a inflação. Assim, no início dos anos 1980 começou a despontar uma crise no setor elétrico, incentivada, principalmente, pela manipulação das tarifas e a garantia de remuneração das concessionárias. Este movimento, atrelado à crise mundial, congelou o investimento estatal e culminou no

esgotamento da estrutura do setor elétrico (PINTO JR. *et al*, 2007; TOLMASQUIM; 2011).

A crise enfrentada pelo setor elétrico, entre o fim da década de 1980 e o início da década de 1990, também era vivenciada pela maior parte dos países na América Latina e Caribe e, de acordo com o Banco Mundial e a Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), a propriedade estatal do setor seria um dos fatores que contribuiu para esta crise (WORLD BANK & OLADE, 1991). Como pode-se notar, as intervenções do Estado, muitas vezes, não tinham o objetivo de manter o bem-estar social ou garantir o equilíbrio setorial, mas visavam questões políticas ou contribuições para aspectos macroeconômicos do país.

Assim, para tornar o setor mais eficiente, seria necessário a separação entre a propriedade, administração e supervisão regulatória dos ativos do setor, conforme destacado na passagem a seguir (WORLD BANK & OLADE, 1991, p.46):

> [...] largely reflect the absence of a modern vision of the role of the sector and an adequate legal and institutional framework to deal with the dynamic world of finances and the ever increasing social pressures. By not separating clearly the government's regulatory and corporate roles, many of the existing legal frameworks offers no protection against the confusion between long-term policy and short-term political considerations.

Face às reformas setoriais ocorridas na década de 1990, que seguiram o movimento internacional de reestruturação[11] e desverticalização do setor elétrico, ocorreram importantes alterações na estrutura setorial (LEITE, 2007; LOSEKANN, 2003). Entre elas, destaca-se que o movimento de privatizações resultou na alteração do papel do Estado no setor elétrico que passou de principal agente na prestação deste serviço a exercer as funções de planejamento, fiscalização e regulação, ficando a cargo da inciativa privada a responsabilidade pela oferta dos serviços.

Para sustentar essas mudanças, na segunda metade da década de 1990, foi arquitetado um arcabouço regulatório capaz de prover sustentação ao padrão concorrencial que se iniciava no setor (GOMES, et al, 2002), respeitando as peculiaridades do sistema hídrico brasileiro e estimulando a competição entre os geradores e comercializadores de energia

[11] O movimento mundial de reforma do setor elétrico almejava um ambiente competitivo e incentivos ao investimento, visando corrigir os problemas pelos quais o setor passava.

(PIRES & PICCININI, 1999). Essas transformações ensejaram uma nova configuração sobre os agentes reguladores, conforme destacado por BROWN *et al* (2006, p.19):

> With the growth of private participation in infrastructure since the early 1990s, a "new style of regulation" has emerged. This new style of regulation usually involves the creation of separate regulatory entities with some degree of independent decision making authority, whether final or advisory, over the traditional regulatory tasks.

A criação de uma agência reguladora independente durante a reestruturação do setor elétrico, na década de 1990, era fundamental para garantir credibilidade aos investidores durante o processo de privatização, com estabilidade de regras e respeito aos contratos e, além disso, evitar eventos oportunistas e de manobra política[12] executados pelo Estado brasileiro (MUELLER & PEREIRA, 2002). Este entendimento também foi corroborado por Justen Filho (2002), conforme a seguinte afirmação:

> "Quando se afirma a necessidade de estruturação de agências independentes, visa-se a estabelecer instrumentos de proteção a gestão da coisa pública. O que se pretende é assegurar que as atividades administrativas sejam norteadas pela realização de interesses públicos concretos. Quer-se evitar que a perseguição de interesses secundários seja ocultada através de expedientes reprováveis. [...] é necessário evitar que as decisões regulatórias sejam tomadas em virtude de pressões indevidas de grupos econômicos (ou não econômicos), cuja finalidade seja a obtenção de vantagens reprováveis. [...]. A atribuição de competências administrativas a entidades dotadas de autonomia, que concentrem conhecimento técnico-cientifico e habilidades especiais, poderá conduzir à substituição de um modelo político-administrativo perverso até agora vigente. As decisões administrativas têm sido fortemente influenciadas pela conveniência subjetiva do exercente do cargo público, inclusive se prestando a operações eticamente reprováveis destinadas a conquistar e a manter o clientelismo político. A criação da agência poderá evitar que o exercício de relevantes competências administrativas seja abrangido no campo de negociação política. (p.592) "

Com a nova estrutura era esperado que a atuação da agência reguladora tivesse autonomia com relação ao governo e aos demais agentes do setor, o que garantiria o cumprimento de sua missão em defesa do bem-estar social. Devendo ter uma diretoria estável para viabilizar a independência decisória, um corpo técnico especializado que diminua a

---

[12] "O Brasil tem uma história repleta de eventos de oportunismo do governo; calotes em pagamento de dívida, confisco de poupança, uso de tarifas públicas no controle da inflação, vários congelamentos de preços, manipulação de variáveis econômicas, desrespeito a contratos e a direitos de propriedade intelectual, mudanças de regras arbitrárias, etc" (MUELLER & PEREIRA, 2002).

assimetria de informações e o risco de captura e um processo regulatório transparente. Todos esses elementos atrelados, ainda, à autoridade para arbitrar em situações de conflito de interesse entre todos os envolvidos, sem que haja risco de questionamento por instâncias do poder executivo ou por recursos administrativos (PIRES & PICCININI, 1999).

Binenbojn (2008) destaca que o modelo de agências reguladoras independentes havia se mostrado útil nos seguintes setores:

(i) Setores de infraestrutura, pois para a atração e manutenção de investimentos privados é essencial haver estabilidade das regras em médio e longo prazos;

(ii) Setores com preços administrados (como tarifas públicas), nos quais os incentivos políticos possam levar ao populismo tarifário e à retração progressiva de investimentos;

(iii) Setores cuja regulação tenha na independência técnica condição de sua confiabilidade e imparcialidade político-eleitoral, como na gestão da moeda, defesa da concorrência e proteção ou promoção de alguns direitos fundamentais.

Assim, a agência reguladora independente deve ser um órgão de Estado, blindando a questões governamentais e que garanta equilíbrio entre os interesses dos consumidores, que almejam menores tarifas com melhor qualidade do serviço, das empresas privadas, que desejam o maior retorno sobre seus investimos, e do governo, que age conforme as demandas políticas e enxerga a tarifa de energia como mecanismo de controle econômico.

Neste contexto a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada a partir da edição da Lei n. 9.427/1996. É uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em conformidade com as política e diretrizes do governo federal. Sua independência e autonomia atrelam-se à liberdade em exercer sua função sem que haja interferência dos agentes regulados, do governo ou dos consumidores, sendo que esses aspectos devem estar bem definidos em leis. Entretanto, a independência desta agência reguladora deve ser entendida como grau de autonomia e não como autonomia

total, pois suas atividades devem seguir as leis do setor que são pré-estabelecidas (PARENTE, 2007).

Apesar de todo o aparato para garantir a imparcialidade das atitudes da agência reguladora, a sua autonomia é algo passível de discussão. Pois, mesmo na legislação de criação das agências existem lacunas que permitem constatar que, na prática, as agências não são independentes. Além disso, há uma constante apreensão com a atuação do órgão, cujos atos normativos podem acarretar transferência de renda entre os agentes envolvidos no processo de regulação (PARENTE, 2007).

Justen Filho (2002) em sua análise sobre as agências reguladoras independentes, destacou que sua implantação no Brasil poderia conduzir a configurações despropositadas pela falta de preocupação em realmente eliminar os riscos de concentração e desvio de poder. Sendo que esta situação poderia agravar os defeitos e desvios que eram apontados sobre a atuação do governo.

Desta forma, como destacado por Parente (2007), as agências reguladoras são constante foco de polêmica, pois "[...] enquanto alguns acham que elas desfrutam de excessiva independência, há também os que creem que elas podem ser capturadas pelos desejos do governo, da sociedade, ou, ainda, das indústrias que supostamente deveriam ser reguladas pelas agências". Neste contexto é possível observar uma contínua pressão do governo sobre as decisões das agências, como exemplo, destacam-se as seguintes intervenções por parte do governo na atuação da ANEEL:

(i) No Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria 116/2003, que determinou que o índice de reposicionamento tarifário não deveria superar o IGP-M acumulado para o período.

(ii) Pressão do MME sobre a ANEEL, em 2006, para que a agência não reduzisse a contabilização da energia firme das usinas térmicas a gás natural.

Diante deste cenário de intervenção governamental sobre a atuação da ANEEL, Müller-Monteiro (2007) faz uma análise do uso político no setor sob a ótica dos grupos de pressão de Becker. O autor apresenta um mapeamento, destacado na Figura 2, que compõe a maioria dos grupos de interesse do setor elétrico brasileiro e que sofrem ou recebem pressão política.

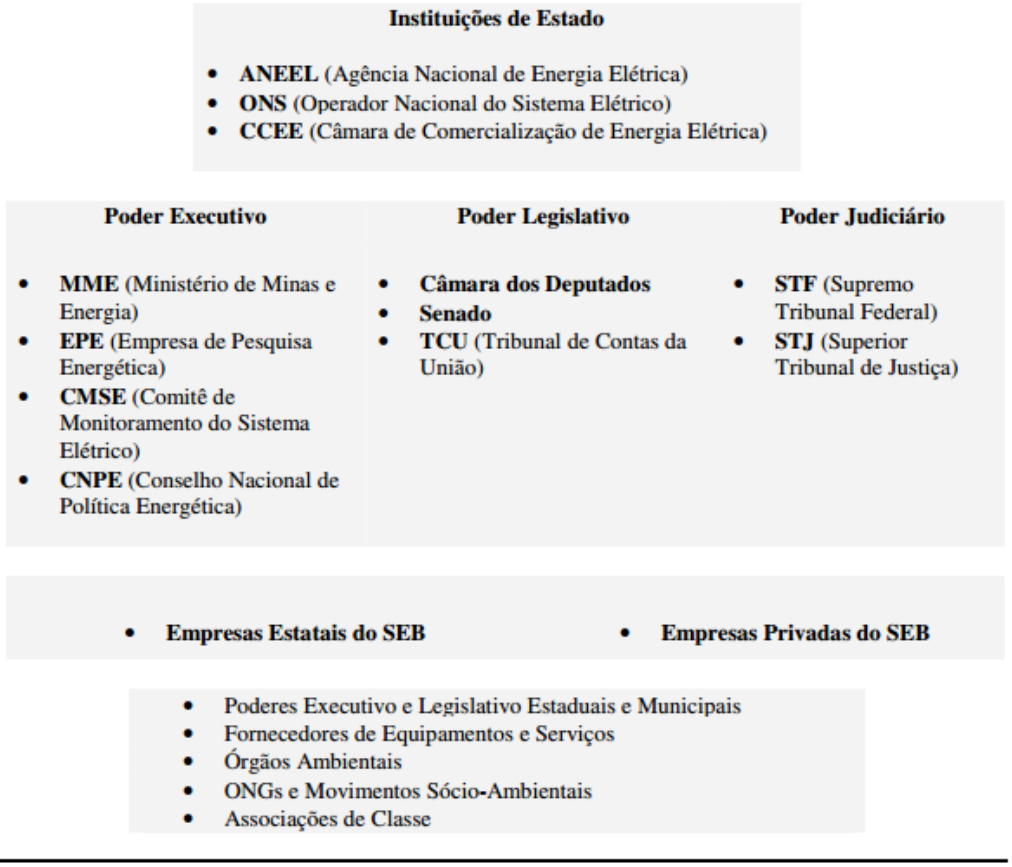

Figura 2 - Instituições que influenciam o setor elétrico brasileiro
Fonte: Müller-Monteiro (2007).

Müller-Monteiro (2007) conclui que a teoria de Becker (1983) se mostrou útil para estruturar e simplificar as análises sobre o comportamento de interesses políticos relacionados ao setor elétrico brasileiro. Aplicou empiricamente a referida teoria na análise de impostos e encargos setoriais no período de 1999 a 2006 e na análise dos leilões de energia entre os anos 2005 e 2007. Sua primeira avaliação identificou que os impostos e encargos do setor elétrico têm sido usados por grupos de pressão política para arrecadação de recursos. Já na avaliação sobre os leilões, o autor mostrou que não é possível excluir a hipótese de que as empresas estatais são utilizadas para condução de políticas públicas e para interesses de uso político e eleitoral.

2.6. Principais Aspectos e Considerações Finais do Capítulo 2

A atividade de regulação ganhou força principalmente a partir do fim do século XIX com a necessidade de regrar os serviços denominados de utilidade pública como: energia

elétrica; telecomunicações; transporte coletivo; saneamento básico, entre outros. A análise sobre a teoria da regulação mostrou sua evolução a partir de três etapas: (i) Teoria do Interesse Público; (ii) Teoria da Captura; e (iii) Teoria dos Grupos de Interesse.

A Teoria do Interesse Público defende que a regulação surgiu como demanda da sociedade para corrigir práticas ineficientes de mercado. O objetivo da intervenção do Estado seria unicamente corrigir as falhas de mercado inerentes à existência de externalidades e de monopólios naturais, a fim de defender o interesse público. Neste caso, o agente regulador é visto como benevolente, pois suas ações visam unicamente atender a demanda por maximização de bem-estar social.

Esta teoria, entretanto, foi considerada incompleta por não ter comprovação empírica. Assim, em resposta às críticas da teoria anterior, surgiu a Teoria da Captura. De acordo com esta teoria o regulador seria capturado pelos agentes regulados e sua atuação não seria para garantir o bem-estar social, mas para aumentar o lucro das empresas reguladas. Contudo, a Teoria da Captura também foi considerada incompleta, pois apresentava a mesma abordagem que a Teoria do Interesse Público, porém de maneira oposta.

Assim, buscando superar o dilema do regulador benevolente-capturado foi desenvolvida a Teoria dos Grupos de Interesse, que analisa não apenas a existência de falhas de mercado, mas principalmente, falhas de governo. A partir desta teoria, do posicionamento de Stigler (1971), Peltzman (1976) e Becker (1983), é possível afirmar que a regulação é elaborada para beneficiar grupos de interesse que forem mais ativos politicamente e que todos os agentes envolvidos no processo de regulação atuam para maximizar seu próprio bem-estar.

No Brasil, quando observada a evolução da regulação no setor elétrico, nota-se uma constante intervenção do governo a fim de atingir objetivos políticos alheios ao bem-estar social. A criação da ANEEL durante a década de 1990 visava inibir estas intervenções, porém este órgão regulador está sujeito à legislação do governo e, além disso, há grande atuação de diversos grupos de interesse no setor elétrico. Desta forma, através de eventos recentes, observa-se que não foi possível evitar certas intervenções governamentais, sendo estas prejudiciais para a confiabilidade das regras setoriais.

3. OPERAÇÃO E FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Para entender o impacto do déficit de geração hídrica no setor elétrico é fundamental conhecer algumas características da operação física e financeira do mercado de energia elétrica. O objetivo deste capítulo é ampliar o entendimento sobre os principais pontos referentes a: (i) a operação do Sistemas Interligado Nacional (SIN); (ii) a comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (iii) o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

3.1. Considerações Sobre o Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro, até meados da década de 1990, era controlado por concessionárias de energia estatais com atuação verticalizada, ou seja, uma única empresa exercia suas atividades em toda a cadeia produtiva: geração, transmissão e distribuição. Face ao movimento internacional de reestruturação[13] e desverticalização dos setores de infraestrutura em geral, ocorrido no fim dos anos 1980, observou-se a necessidade de rever o modelo brasileiro do segmento de energia vigente à época. Este processo culminou em importantes alterações no setor, sendo que algumas continuam em vigor (LEITE, 2007; LOSEKANN, 2003).

O novo desenho do setor elétrico brasileiro, forjado durante a década de 1990, baseou-se no modelo inglês[14]. As medidas adotadas tinham como principais objetivos: (i) desverticalizar a cadeia produtiva, ou seja, separar as atividades de geração, transmissão e distribuição; (ii) aumentar o papel do investimento privado; e (iii) eliminar restrições ao investimento estrangeiro.

[13] O movimento mundial de reforma do setor elétrico almejava um ambiente competitivo e incentivos ao investimento, visando corrigir os problemas pelos quais o setor passava.

[14] O governo brasileiro contratou a consultoria inglesa Coopers & Lybrand em 1996 para auxiliar na reestruturação do setor elétrico brasileiro. A empresa atuou conjuntamente com técnicos e consultores da Eletrobrás, DNAEE, da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia e de concessionárias até 1998.

Essa reestruturação ficou conhecida como projeto RESEB[15]. Dentre os diversos fatos desse processo destacam-se a edição da Lei nº 9.427/1996[16], da Lei nº 9.648/1998[17] e do Decreto nº 2.655/1998[18]. A primeira cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este novo agente responsabilizou-se pela regulação e fiscalização de todas as atividades do setor de energia elétrica de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal.

A segunda Lei, juntamente com o Decreto, foi o último passo para a conclusão da desverticalização do setor, assim como a transferência dos investimentos para a iniciativa privada. Foram instituídos (i) o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)[19], gestor das transações comerciais, e (ii) o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e operação do SIN[20]. Além disso, também ocorreu a criação do MRE, objeto de análise desta dissertação e que será detalhado nas próximas seções (TOLMASQUIM, 2011).

Apesar de todo o estudo e trabalho para a reestruturação do setor, pode-se afirmar que a reforma foi incompleta, embora tenha contemplado a estrutura prevista na literatura. De acordo com Ramos (2015) essa estrutura previa a competição nas atividades de geração e comercialização de energia, a regulação nas atividades de monopólio natural, qual sejam distribuição e transmissão, e a garantia da expansão do sistema e a prevalência do capital privado. Diante dessa estrutura não foi possível assegurar o último aspecto, ou seja, a garantia da expansão do sistema.

---

[15] Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

[16] Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

[17] Lei n° 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis n°3.890-A. de 25 de abril de1961, n°8.666, de 21 de junho de 1993, n°8.987, de 13 de fevereiro de 1995, n° 9.074, de 7 de junho de 1995, n° 9.427, de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileira – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

[18] Decreto n° 2.655, de 2 de julho de 1998, regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei n° 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

[19] Atualmente as atividades que eram responsabilidade do MAE são geridas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

[20] Sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil. É um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétrica e com múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN. Em pequenos sistemas isolados localizados, principalmente, na região amazônica.

Isso resultou em problemas no mercado atacadista e na crise de energia em 2001 (ARAÚJO *et al*., 2008). Vale salientar que a maioria dos países que passaram por essa reestruturação também enfrentaram dificuldades, isto caracterizou uma reforma em dois estágios, na qual mantiveram-se os aspectos positivos e as falhas foram corrigidas (BARROSO *et al*, 2005).

No ano de 2003, início do primeiro mandado do presidente Lula, a implantação do projeto RESEB ainda não havia terminado, mas devido aos problemas enfrentados no setor o governo começou a se manifestar através de estudos para se definir uma nova estrutura (REGO, 2007). Assim, em março de 2004, a segunda reestruturação do setor elétrico iniciou-se com a publicação da Lei nº 10.848/2004 e sua regulamentação deu-se pelo Decreto nº 5.163/2004[21]. Conforme destacado por Fagundes, mantiveram-se alterações incorporadas no RESEB e suas falhas foram corrigidas.

> [...] conquanto tenham sido preservados vários aspectos introduzidos pela reforma anterior (...), que se provara bem sucedida, a nova disciplina trouxe, também, importantes modificações, balizadas, em grande parte, pela experiência extraída da crise de abastecimento de energia, enfrentada pelo país em 2001 (p.9).

Os objetivos do novo modelo destacam-se por: (i) confiabilidade de suprimento; (ii) modicidade tarifária; e (iii) universalização dos serviços. Pontos que o modelo anterior não conseguiu garantir e que são importantes em qualquer serviço público. Em suma, as principais alterações no marco regulatório foram: (i) alterações na comercialização de energia, criação do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL); (ii) reorganização de competências de órgãos institucionais e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (iii) retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio de leilões, e a criação da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE); (iv) retomada dos programas de universalização; e (v) segurança jurídica e estabilidade regulatória (TOLMASQUIM, 2011).

[21] Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

3.2. Operação Física do Sistema Interligado Nacional

A energia elétrica é um bem com características muito peculiares, pois, devido à dificuldade de seu armazenamento, deve ser consumida exatamente no momento em que é gerada. Assim, o planejamento e coordenação entre oferta e demanda são fundamentais para manter o equilíbrio e a eficiência do sistema elétrico (MAYO, 2012).

No Brasil, o setor elétrico é composto por dois sistemas: o SIN e os Sistemas Isolados. O SIN é composto por quatro subsistemas: Sul; Sudeste/Centro-Oeste; Nordeste e Norte, e atende 98,3% da demanda nacional. Os outros 1,7% da demanda é suprida pelos Sistemas Isolados, que estão localizados na região norte do país (ONS, 2016).

Os sistemas elétricos podem ser caracterizados pelos diferentes graus de utilização de suas usinas como: hidrelétricos, termelétricos e hidrotérmicos (FORTUNATO, 1999). O SIN é um sistema hidrotérmico, ou seja, um sistema com energia predominantemente hidrelétrica com um parque gerador térmico significativo, conforme destacado na figura 3, cuja participação de energia hidráulica corresponde a 65% da matriz elétrica, e a energia térmica, 28%. O parque gerador de energia, em 2015, apresentou uma capacidade instalada de 141 GW (ANEEL, 2016).

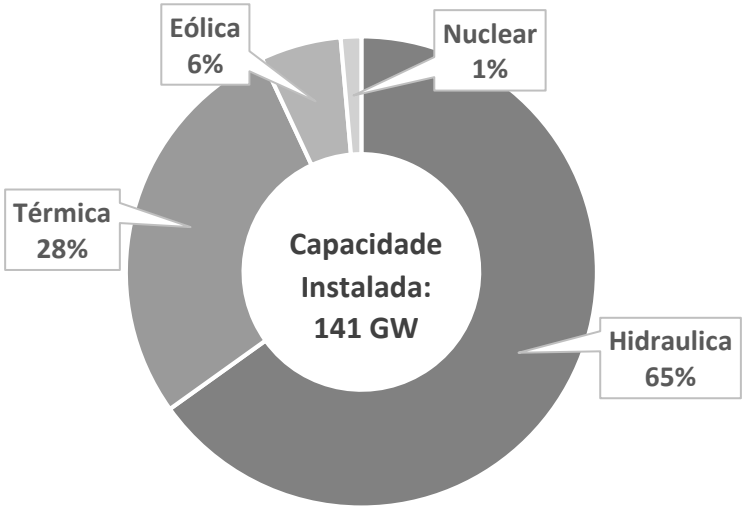

Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira em 2015
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2016).

A instituição responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e transmissão do SIN é o ONS, criado pela Lei n° 9.648/1998. Dentre suas principais

funções, destacam-se: (i) o planejamento e a programação da operação e do despacho centralizado da geração de energia elétrica de maneira otimizada para todo o SIN, (ii) supervisão e controle da operação do SIN e das interligações internacionais; (iii) contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica. Todas as atividades são fiscalizadas e regulamentadas pela ANEEL que tem como objetivo garantir o atendimento da demanda de forma segura e econômica (TOLMASQUIM, 2011).

Pode-se dizer que o ONS é o responsável por organizar o mundo físico do setor elétrico, ou seja, toda a parte técnica de geração e transmissão da energia (RAMOS, 2015). Para realizar essas atividades o operador tem como base os procedimentos de rede[22] e informações externas que recebe do Ministério de Minas e Energia (MME), ANEEL e dos agentes geradores.

Vista a importância das atividades realizadas pelo ONS, durante a revisão do novo modelo destacou-se a necessidade de reduzir as chances de captura do operador por agentes políticos e econômicos, como destaca Tolmasquim (2015):

> Como o ONS realiza atividades fundamentais para o bom funcionamento do sistema elétrico, foi necessário criar mecanismo de proteção a seus administradores, de modo a preservar sua independência de particularidades e agentes, bem como do próprio governo. Os órgãos do ONS passaram a ter suas competências previstas nas normas. Seu conselho de administração, do qual participam agentes setoriais, deixou de ter competência legal para tomar decisões técnicas, que passaram a ser tomadas exclusivamente na diretoria, que é o órgão competente para esse tipo de decisão. Essa importante mudança teve como objetivo evitar conflito de interesses (p. 45).

Anualmente o planejamento da operação do sistema é elaborado tendo como base dados do governo e de agentes no que diz respeito à oferta futura de energia e estimativas da demanda, às quais são revisadas a cada quadrimestre. Para a operação otimizada do sistema utilizam-se modelos matemáticos, que serão abordados adiante a fim de definir as estratégias de operação e condições de fornecimento de energia ao SIN.

[22] Os procedimentos de rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN (ONS, 2016).

3.2.1. Planejamento da Operação e o Despacho por Ordem de Mérito

Para garantir o atendimento da demanda de forma segura e econômica, o planejamento da operação é feito com o objetivo de atingir o menor custo de geração do sistema. No que diz respeito à operação de sistemas elétricos encontrados nos diversos países do mundo, podemos caracterizá-los como: (i) térmicos, como o da Dinamarca e Reino Unido; (ii) hídrico como o da Noruega; e (iii) na maioria dos casos, hidrotérmicos, como no Brasil.

Sistemas termelétricos são conhecidos por serem desacoplados no tempo, ou seja, a decisão de operação hoje não influencia o custo da geração no futuro. A minimização do custo de operação do sistema acontece por meio da redução do consumo de combustíveis, ou do atendimento da demanda com o despacho de usinas que apresentam o menor custo de combustível.

Assim, a questão da minimização do custo de operação pode ser sanada ordenando os geradores térmicos em função de seus custos marginais de operação (CMO)[23], ou seja, cada unidade adicional de energia é suprida com a geração da usina térmica que apresenta o menor custo variável unitário (CVU). Apesar de simples, a complicação desses sistemas atrela-se às particularidades inerentes à operação do sistema elétrico como restrições técnicas e ambientais para despacho das usinas que devem ser consideradas na otimização da operação (CCEE, 2007).

Em sistemas hídricos, os custos de operação podem relacionar-se com o pagamento de *royalties* pelo uso da água ou de custos relacionados às penalidades por não atendimento de carga. Entretanto, para minimizar os custos e chegar à operação ótima, também deve-se levar em consideração as restrições técnicas como: minimização de vertimento[24] e maximização do armazenamento de água nos reservatórios.

Já a operação em sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, está relacionada com a melhor maneira de utilizar os estoques de água nos reservatórios das hidrelétricas,

---

[23] O CMO pode ser definido, em termos econômicos, como o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário da energia elétrica consumida, em um dado período de tempo, utilizando o parque gerador instalado (EPE, 2011)

[24] Abertura das comportas de uma usina hidrelétrica para liberar a água dos reservatórios sem gerar energia.

considerando a hidrologia de cada região. Isto, porém, não é uma atividade fácil, visto que é importante decidir a cada momento se a melhor opção é aumentar a geração de usinas termelétricas ou utilizar a água nos reservatórios das hidrelétricas (TOLMASQUIM, 2015).

Isto também é conhecido como Dilema do Operador, pois em operação de sistemas hidrotérmicos a decisão de geração é acoplada no tempo, ou seja, uma deliberação hoje terá consequências no futuro (SILVA, 2001). Essa situação está exemplificada na figura 4.

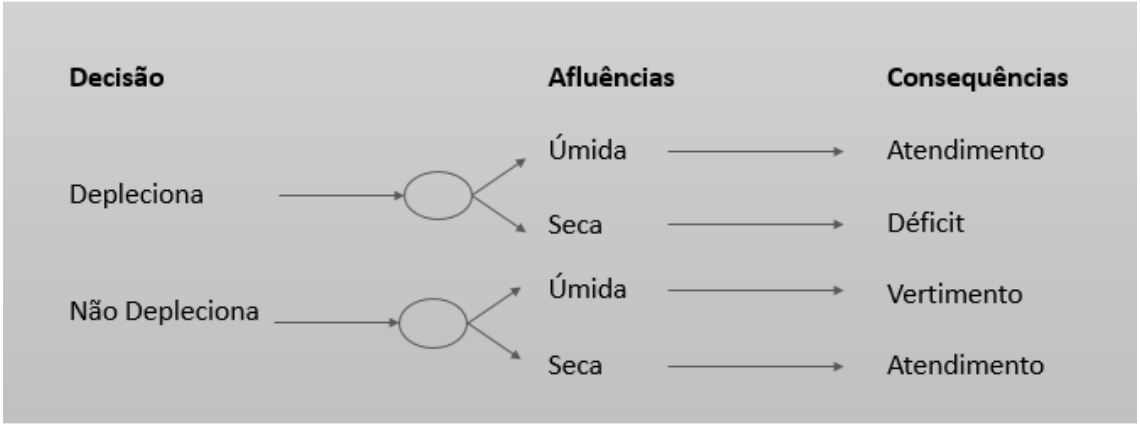

Figura 4 – Dilema do Operador do Sistema
Fonte: Tolmasquim (2015).

Como pode ser visto, o ONS tem a decisão de (i) deplecionar os reservatórios das hidrelétricas ou (ii) manter esta água nos reservatórios e produzir mais energia a partir de termelétricas. Se a opção for por deplecionar os reservatórios e o período subsequente for de boas afluências, o operador terá tomado uma ótima decisão, pois resultará na alternativa de menor custo e, consequentemente, com a hidrologia favorável o nível dos reservatórios se recuperará. Porém se mantida esta decisão e o país passar por uma hidrologia seca, haverá escassez de recursos hídricos no futuro, acarretando maior custo para a operação do sistema.

Caso o operador opte por não deplecionar os reservatórios, utilizando mais a geração térmica, as consequências também são duas. Se as chuvas forem abundantes, esta terá sido uma opção ruim, pois os reservatórios estarão cheios e com maior afluência será necessário verter água, ou seja, desperdiçar o combustível sem que este pudesse gerar energia, isto acarretará, equivocadamente, o aumento do custo presente de operação do

sistema. Entretanto, se a afluência do período for baixa, o ONS terá escolhido a melhor opção de atendimento do sistema, pois a água será poupada no reservatório e não acarretará custos futuros.

Desta forma, as consequências futuras da decisão devem ser consideradas no modelo de despacho do sistema, ou seja, o efeito de cada escolha sobre os custos futuros e possíveis déficits devem ser quantificados e internalizados ao modelo. Assim, pode-se afirmar que em sistemas hidrotérmicos a operação ótima atrela-se ao menor custo total referente ao uso da água e a geração térmica, tendo como base a Função de Custo Imediato (FCI), resultante da geração térmica no momento presente, e a Função de Custo Futuro (FCF), resultante da expectativa de despacho das usinas termelétricas.

A figura 5 apresenta graficamente essa relação entre o custo total, que é obtido pela soma do custo futuro e do custo imediato. A operação ótima do sistema, ou seja, o menor custo total, acontece quando as derivadas da FCF e FCI em relação ao volume dos reservatórios são iguais em módulo. A FCI é crescente com o aumento do volume final dos reservatórios, isso significa que mais térmicas serão despachadas e haverá um aumento do gasto com combustíveis. Em contrapartida, a FCF é decrescente com o aumento do volume final dos reservatórios, isto porque quanto maior o estoque de água, menor é a expectativa de despacho de termelétricas no futuro (TOLMASQUIM, 2015).

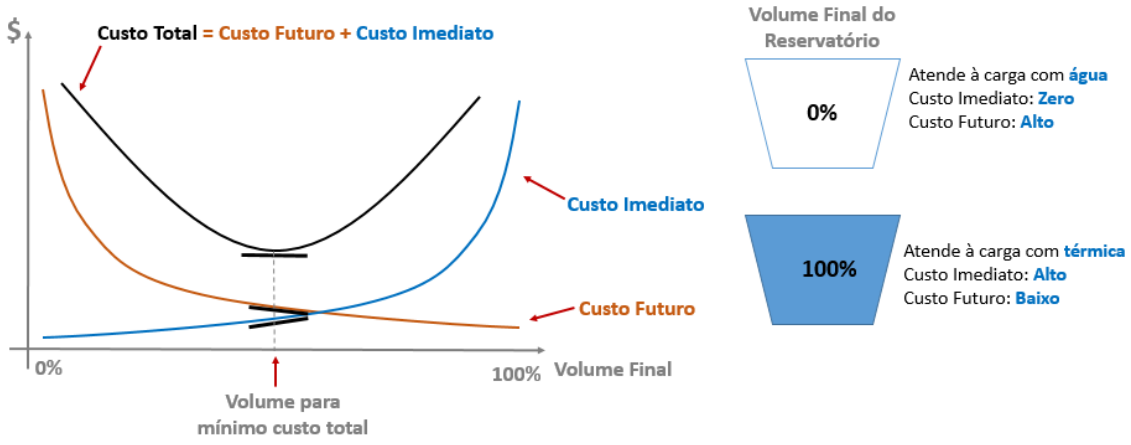

Figura 5 - Otimização do Custo Total de Operação do Sistema Elétrico
Fonte: RAMOS (2015).

Porém, as decisões de despacho são tomadas sob incertezas e para chegar em uma solução, é necessário utilizar uma cadeia de modelos matemáticos e programas

computacionais, destacados na Figura 6, devido à complexidade do problema e das variáveis utilizadas. Como já salientado, a operação ótima do sistema hidrotérmico atrela-se à minimização do custo total, que tem como variável a utilização da água para geração hidrelétrica ou de combustível para a geração térmica, além de considerar os usos múltiplos da água.

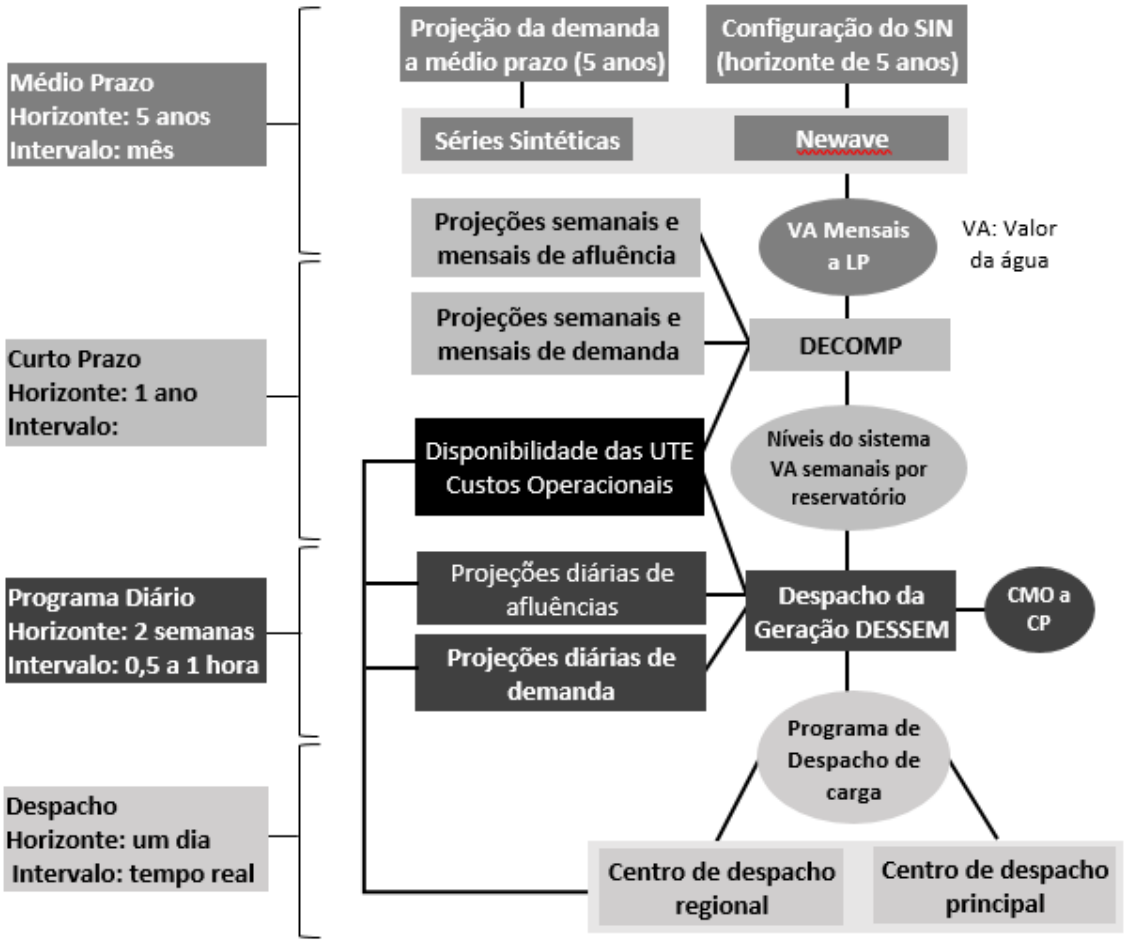

Figura 6 – Processo de Planejamento da Operação através dos Modelos Computacionais
Fonte: TOLMASQUIM (2015).

No planejamento de médio prazo, horizonte de 5 anos, tem-se o NEWAVE como ferramenta que auxilia na otimização do despacho. Os dados de entrada no modelo computacional levam em consideração as seguintes configurações do parque gerador de energia: (i) previsão de demanda; (ii) expansão do parque gerador e das linhas de transmissão; (iii) CVUs das usinas térmicas; e (iv) custos referentes à um eventual racionamento. Essas informações são informadas pelos órgãos e entidades do setor:

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), MME, EPE, ONS, ANEEL e CCEE.

Além dessas variáveis, a Energia Natural Afluente (ENA)[25] também é um dado de entrada do NEWAVE, corresponde à hidrologia do período e é uma variável estocástica[26] do modelo, sendo obtida de forma probabilística através de duas mil séries hidrológicas sintéticas ou pelo conjunto de séries históricas [27]. Assim, o programa calcula a variação do custo futuro em função do nível de armazenamento dos reservatórios, conhecida como valor da água, a qual é comparada com o custo da geração térmica para definir o despacho. Como resultado deste cálculo, tem-se uma função de custo futuro que é utilizada no DECOMP (LEME, 2008).

O DECOMP é um modelo computacional que observa o curto prazo, com horizontes de dois a seis meses[28]. Neste modelo as usinas são representadas de forma individual pelo período de um ano com abertura dos valores semanais para o primeiro mês, e valores mensais para os meses subsequentes. Nele são considerados parâmetros técnicos sob a restrição da operação. Assim, como resultado há a meta de geração de cada usina e, consequentemente, obtêm-se os CMOs[29] através do custo da usina mais cara a atender a demanda, os quais são detalhados semanalmente por patamar de carga e submercado (RAMOS, 2015).

Por fim, o planejamento do despacho é finalizado com o DESSEM, que tem um horizonte de até duas semanas, com resultados com o intervalo de 30 minutos nos dois primeiros dias. Neste modelo há uma maior precisão quanto à transmissão do sistema através de um modelo de fluxo de potência linearizado, sendo os despachos coordenados entre o comando central e regional.

---

[25] ENA: corresponde à valoração energética da vazão natural afluente dos aproveitamentos hídricos. Energia que pode ser produzida a partir das vazões naturais afluentes aos reservatórios. Os valores são expressos em MW médios ou em percentual MLT.

[26] Variável aleatória que, em geral, é utilizada para estudar a evolução de fenômenos (ou sistemas) que são observados ao longo do tempo.

[27] A série histórica de vazões afluentes a uma usina é uma sequência de valores mensais de vazão natural, período de 1931 a 2014. Uma série sintética é produzida por um modelo estocástico de vazões e representa uma amostra das possíveis afluências, obtida de forma probabilista a partir dos registros históricos de vazão.

[28] Na CCEE, o NEWAVE é usado para calcular o preço mensal do mercado de curto prazo, e o DECOMP, para o preço semanal.

[29] O NEWAVE também produz como resultado o CMO para cada submercado em base mensal (RAMOS, 2015).

Os três modelos computacionais, NEWAVE, DECOMP e DESSEM estão interligados através das FCFs, que apresentam o valor da utilização do estoque de água de uma etapa para a fase subsequente (SILVA, 2001). A Tabela 1 sumariza todas as variáveis de entrada utilizadas nos modelos computacionais e os resultados encontrados após o processamento destes.

Tabela 1 – Dados de Entrada e Resultados dos Modelos de Otimização da Operação do Sistema Elétrico

Entrada	Resultados
Previsão de Demanda Nível dos Reservatórios	Despacho Hidrotérmico Ótimo
Disponibilidade das Usinas	Nível Final dos Reservatórios
Inflexibilidade das Usinas Limites de Intercambio	Intercâmbio entre os Submercados
Expansão da geração e Transmissão Hidrologia – Previsão de Afluências	Risco do Déficit e Energia não Suprida
Custo dos Combustíveis das Térmicas	Valor da Água e CMO
Custo do Déficit CVar	Função de Custo Futuro

Fonte: Cepel (2004) e Ramos (2015).

Assim, esses modelos computacionais utilizados para o planejamento da operação física do setor elétrico brasileiro consideram informações de hidrologia, demanda de energia, custos das usinas térmicas, custo do déficit, disponibilidade das usinas e a entrada de operação de novos empreendimentos. E, a partir dessas variáveis, têm o intuito de resolver o dilema do operador de sistemas hidrotérmicos e proporcionar a solução otimizada, ou seja, o despacho de menor custo, levando em consideração a utilização da água nos reservatórios das hidrelétricas e a geração termelétrica.

3.2.2. Despacho Fora da Ordem de Mérito Econômico

Além do despacho por ordem de mérito, o ONS também tem respaldo legal para despachar usinas fora da ordem de mérito de custo a partir de decisão do CMSE. Esta determinação acontece quando o nível de armazenamento de água nos reservatórios é

considerado baixo, e tem o objetivo de prevenir a escassez de energia, que pode impactar diretamente a operação do SIN e atender os critérios de segurança energética do sistema.

Pode-se afirmar que mecanismos que representam a aversão a risco de racionamento[30] estão previstos na administração pública desde a Resolução da Câmara de Gestão da Crise Energética n° 109, de 24 de janeiro de 2002. (ANEEL, 2007). Mas foi a partir do Art. 2°da Resolução do CNPE n° 8, publicada em 20 de dezembro de 2007, que se introduziu a prerrogativa de despacho fora da ordem de mérito. Esta resolução, por sua vez, foi substituída em sua maioria pela Resolução CNPE n° 03, de 6 de março de 2013, esta permitiu o despacho de recursos energéticos adicional ao indicado nos modelos computacionais

3.3. Estrutura do Mercado e a Comercialização de Energia Elétrica

A partir da edição da Lei n° 10.878/2004 e o Decreto n° 5.163/2004, o modelo institucional do setor elétrico estabeleceu a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) como a instituição responsável por operar o mercado de energia elétrica. A CCEE é um órgão público de direito privado, sendo sua responsabilidade o registro de todas as transações de comercialização de energia elétrica que ocorrem na esfera do SIN.

Através desta instituição são contabilizadas as operações de compra e venda de energia, apurados os montantes efetivamente gerados e consumidos e, assim, liquidadas as possíveis diferenças. Trata-se de uma atividade puramente contratual e contábil[31], ou seja, não está relacionada com a operação física do sistema elétrico, e efetivada de acordo com as regras de comercialização de energia elétrica, homologadas pela ANEEL. (TOLMASQUIM, 2011; CCEE, 2015a).

Os agentes que fazem parte das relações comerciais no mercado de energia elétrica são: geradores, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, consumidores

[30] A Resolução CNPE 03/2013 determinou a implementação de metodologia para internalização de mecanismos de aversão a riscos nos programas computacionais, que substituíram as Curvas de Aversão Ao Risco – CARs introduzidas pela Resolução n° 109/2002 pelo CVar.

[31] A comercialização de energia elétrica no SIN é um fenômeno contratual e contábil, ou seja, o vendedor, isoladamente considerado, não está necessariamente obrigado a entregar fisicamente a energia, pois a geração depende essencialmente do despacho do sistema como um todo, determinado pelo ONS (TOLMASQUIM, 2011).

livres ou especiais, distribuidoras e comercializadoras de energia (LEITE,2007). As operações entre os agentes são regidas, principalmente, por contratos de compra e venda de energia que devem obrigatoriamente ser registrados na CCEE.

De acordo com as diretrizes do "Novo Modelo", através desses contratos, os agentes compradores devem contratar o suficiente para atender o seu consumo de energia e de potência. Já os agentes vendedores, tem a obrigatoriedade de comprovar lastro físico para a venda de energia e potência, ou seja, garantir o valor vendido através da garantia física de suas próprias instalações e/ou contratos de compra de energia[32].

Como visto na seção anterior, o agente gerador não tem autonomia sobre a quantidade de energia efetivamente gerada, pois a decisão de despacho cabe ao ONS. Assim, de acordo com Tolmasquim (2011), a comercialização e a geração de energia são atividades distintas apesar de se relacionarem. Para que o agente gerador tenha autonomia sobre a quantidade de energia que pode comercializar, foi criado o conceito de garantia física, que é um montante de energia associado a cada empreendimento, ou seja, cada usina pode comercializar energia em contratos até o limite de sua garantia física[33].

Assim, dentro dessas regras, é possível observar na figura 7 o funcionamento deste mercado, como atuam os agentes geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores e, além disso, como a energia pode ser transacionada.

[32] De acordo com o Decreto n°5163/2014, os geradores que não cumprirem suas obrigatoriedades por insuficiência de lastro físico estão sujeitos a penalidades que serão revertidas para a modicidade tarifária.
[33] Por força das normas setoriais, a cada empreendimento de geração está associado um quantum de energia elétrica, fixado com base em critérios técnicos e relacionados à garantia de suprimento energético do sistema. Esse quantum consta no título que outorga a sua exploração ou em outros atos do poder concedente. O montante de energia associada ao empreendimento é assim denominado "energia assegurada ou garantia física" (TOLMASQUIM. 2011).

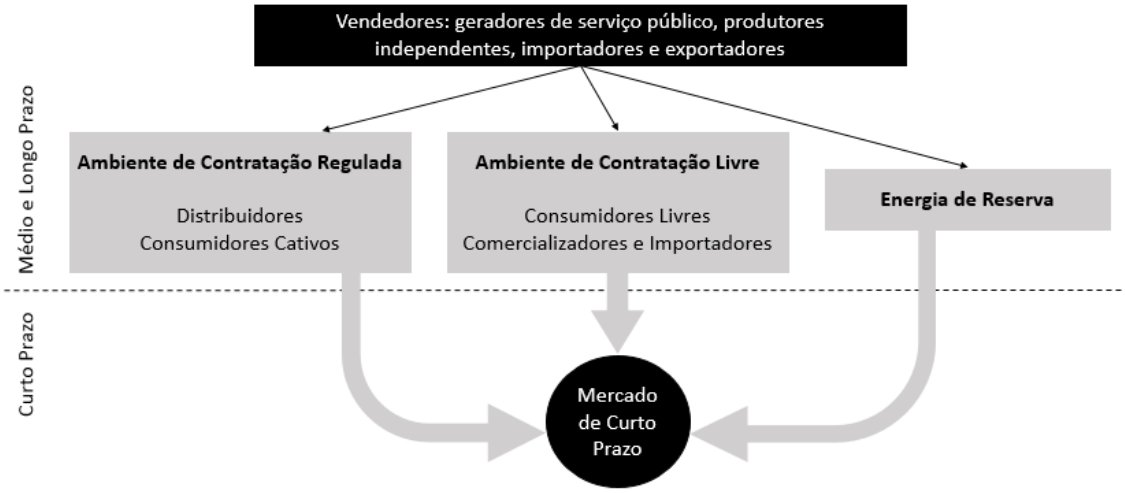

Figura 7 -Ambientes de Contratação de Energia
Fonte: Tolmasquim (2011).

Uma das principais mudanças no modelo institucional, estabelecida a partir do Decreto nº 5.613/2014, foi a criação de dois ambientes de contratação de energia: (i) Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e (ii) Ambiente de Contratação Livre (ACL)[34]. Essa separação foi feita com vistas a garantir a expansão do parque gerador do sistema, sendo que a maioria dos geradores podem escolher em qual ambiente comercializar a energia[35], conforme suas estratégias de atuação e as oportunidades e incentivos oferecidos.

3.3.1. Ambiente de Contratação Regulado

O ACR, também chamado de mercado cativo, é o segmento de contratação que garante a expansão do parque gerador de energia elétrica por meio da assinatura de contratos de longo prazo que asseguram o retorno do investimento. Nele participam geradores, distribuidoras e consumidores cativos[36]. No ACR as distribuidoras têm a obrigação de

[34] No RESEB não existiam os diferentes ambientes de contratação e os agentes eram livres para adquirir eletricidade e potência de qualquer outra classe de agente.
[35] A energia de Itaipu Binacional e das usinas cotistas, criadas com a Lei n 12.783/2013, são direcionadas compulsoriamente ao mercado cativo através de cotas para as distribuidoras.
[36] Consumidores de pequeno porte e grandes consumidores que, apesar de terem permissão para participar do ACL e comprar sua energia a preço livremente negociado, enquanto não façam a opção formal por serem consumidores livres, ainda terão, dentro do ACR, um ambiente de tarifas reguladas fixadas pela ANEEL e condições contratuais definidas por contratos de adesão aplicáveis aos consumidores denominados cativos (REGO, 2012).

garantir o atendimento de 100% de seu mercado através da compra de energia de longo prazo em leilões.

A energia é comercializada em leilões[37] de compra e venda de energia entre as distribuidoras e os geradores. Esta modalidade de venda é regulada pela ANEEL e busca a transparência dos processos e a modicidade tarifaria. Neste ambiente há duas modalidades de contratação de energia: (i) leilões de energia existente, também chamado de energia velha, proveniente de usinas já construídas; e (ii) leilões de energia nova, proveniente de empreendimentos a serem construídos. Os critérios de contratação em ambos é o de menor tarifa.

Para os leilões de energia existente, que são realizados para atender à demanda presente, os contratos podem ser firmados pelo prazo de 3 a 15 anos. Há duas modalidades para estes leilões: (i) A-1, cuja entrega de energia será um ano após a realização do leilão; e (ii) Leilões de Ajuste, realizado até 4 meses antes do início do suprimento.

Já para a energia proveniente de novos empreendimentos, cujo objetivo é atender a demanda futura, os contratos têm o prazo de 15 a 35 anos, a fim de atrair investimentos para aumentar o parque gerador de energia (FARR & FELDER, 2005; ARAÚJO et al, 2008). Para contratar energia nova, há três categorias de leilões: (i) A-5, para entregar a energia 5 anos após a realização do leilão; (ii) A-3, para entrega de energia 3 anos após a realização do leilão; e (iii) Leilão de Fontes Alternativas, cujas usinas são principalmente eólicas e térmicas cujo combustível seja biomassa (BRANDÃO, 2009). A figura a seguir sumariza o funcionamento desses leilões.

[37] Existem algumas situações excepcionais nas quais o suprimento de energia elétrica à distribuidora não requer a realização dos leilões regulados (i) energia proveniente de usinas que produzam energia a partir de fontes alternativas, contratadas na primeira etapa do Proinfa; (ii) da energia de Itaipu Binacional; (iii) usinas cotistas (Lei 12.782/2013); e (iv) geração distribuída (REGO, 2012).

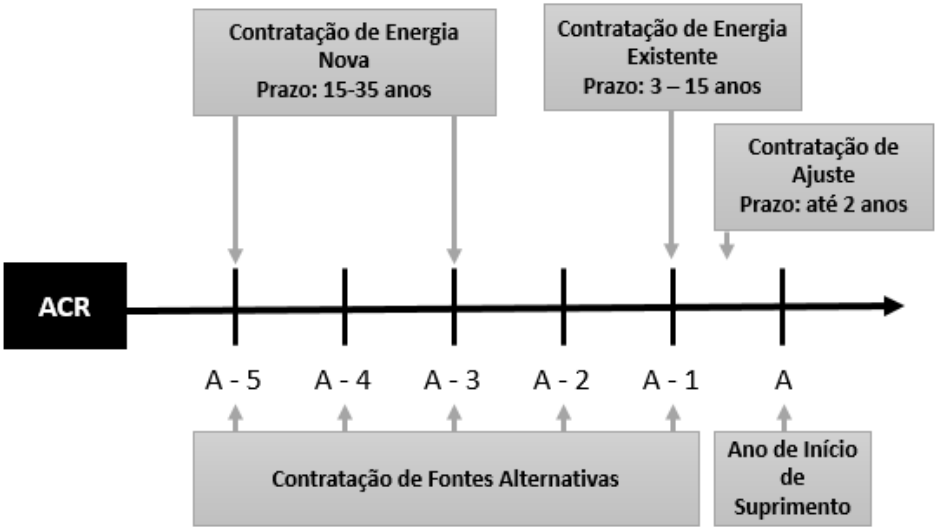

Figura 8 – Leilões de energia no ACR
Fonte: Tolmasquim (2011).

Após os leilões, são celebrados os Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) entre os geradores e as distribuidoras, no valor proporcional à demanda declarada pelas distribuidoras. Destacam-se duas modalidades de contratos: (i) contratos por quantidade, nos quais o risco hidrológico é suportado pelo vendedor e (ii) contratos por disponibilidade, em que este risco hidrológico é do comprador, podendo ser repassado para as tarifas de energia (FAGUNDES, 2010).

3.3.2. Ambiente de Contratação Livre

O ACL, comumente chamado de mercado livre, é o segmento do mercado de energia no qual as transações de compra e venda de energia são livremente negociadas através de contratos bilaterais, que tem como base as regras e procedimentos de comercialização. Participam deste mercado geradores, comercializadores, importadores, exportadores de energia, consumidores livres e especiais.

Há grandes vantagens competitivas para os consumidores que participam do ACL, pois podem escolher o seu fornecedor de energia e discutir as melhores condições contratuais a preços livremente negociados (REGO, 2012). Atualmente, os consumidores livres são aqueles com demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW, independente do seu nível de tensão, já os consumidores especiais são os agentes, cuja carga seja menor que 3.000

kW e maior que 500 kW, porém estes devem comprar sua energia de fontes incentivadas[38].

Destaca-se, ainda, que os consumidores livres e especiais devem ser agentes da CCEE, e submetem-se ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos consumidores cativos. Isto não acontece apenas quando há previsão legal ou regulamentar que os eximam da obrigatoriedade de pagamento dos tributos e encargos.

3.3.3. Mercado de Curto Prazo

Como visto nos itens anteriores, no mercado de energia as relações comerciais são orientadas, em sua maioria, por contratos de compra e venda de energia, sendo estes obrigatoriamente registrados na CCEE. As diferenças entre os valores de energia elétrica registrados nos contratos e a energia efetivamente gerada e consumida, são compulsoriamente contabilizadas e liquidadas no chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), também conhecido como mercado à vista ou mercado *spot*.

É comum existirem essas diferenças entre os montantes gerados e comercializados e, conforme o art. 57 do Decreto n° 5.163/2014, as diferenças positivas ou negativas dos agentes são valoradas ao PLD, este cálculo é denominado de balanço energético[39]. A Figura 9, destacada a seguir, exemplifica o funcionamento deste mercado.

[38] Fontes incentivadas: (i) aproveitamentos de potencial hidráulicos de potência superior a 1.000kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica – PCH; (ii) empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, e (iii) empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000 kW.

[39] Esse cálculo é realizado para cada agente, por submercado, semana e patamar de carga, com o objetivo de valorar as diferenças apuradas no MCP ao PLD (CCEE, 2012).

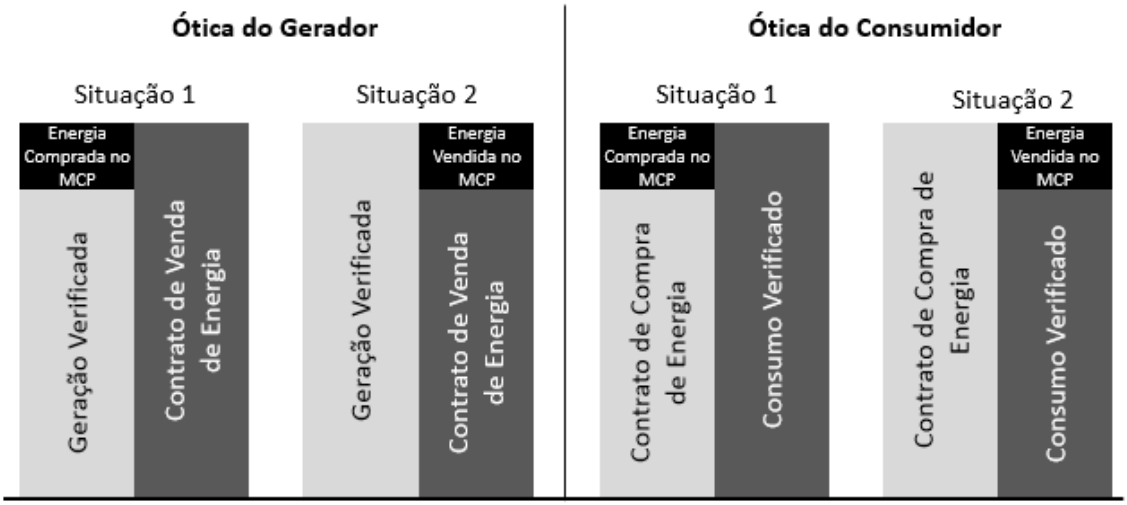

Figura 9 – Liquidação das Diferenças no Mercado de Curto Prazo
Fonte: Tolmasquim (2011).

Na ótica do gerador, a "situação 1" apresenta um déficit na produção de energia, ou seja, a quantidade de energia elétrica gerada efetivamente pela usina não foi suficiente para cumprir o seu contrato de venda de energia, essa diferença negativa é liquidada no MCP e equivale à compra energia no mercado de curto prazo para atender à totalidade de seu contrato. Na "situação 2", por sua vez, a energia produzida pelo gerador é superior aos seus contratos de venda de energia, assim, esse excedente corresponde a venda de energia no MCP.

Do ponto de vista do consumidor, a "situação 1" mostra um consumo verificado superior ao valor de energia registrado em contrato, assim, essa diferença é liquidada no MCP e corresponde à compra energia neste mercado para atender à totalidade de sua demanda. Já na "situação 2" o consumo efetivo foi menor do que a quantidade contratada, sendo a sobra desta energia liquidada no MCP, o que equivale à venda de energia.

Como dito anteriormente, todas essas diferenças são liquidadas ao PLD[40], considerado o preço de equilíbrio do mercado. Ele é calculado semanalmente pela CCEE e reflete o Custo Marginal de Operação, porém não considera as restrições de transmissão dentro de

[40] O PLD é calculado semanalmente pela CCEE, para cada nível de carga e para cada submercado, com o apoio dos mesmos modelos usados pelo ONS no processo de despacho (TOLMASQUIM, 2011).

um mesmo submercado e apresenta, ainda, um valor máximo e mínimo homologados pela ANEEL (TOLMASQUIM, 2011).

De acordo com a ANEEL (2014), a principal justificativa para haver fixação de limites ao PLD é diminuir os riscos para os agentes devido às oscilações do preço no mercado *spot*. A resolução Normativa n° 633 de 25 de novembro de 2014, estipula o valor máximo a partir do custo variável unitário (CVU) de uma termelétrica relevante[41], no caso a UTE Mario Lago, cujo valor é de R$ 388,48/MWh. O valor mínimo de R$ 30,26/MWh é definido pelo maior valor entre a Receita Anual de Geração (RAG) das usinas em regime de cotas, conforme a Lei 12.782/2013 e Decreto 7.805/2012, e as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte.

Esses valores entraram em vigor em janeiro de 2015, depois de passar por revisão no ano de 2014. O valor máximo do PLD era de R$ 822,83/MWh, este valor era recorrente da atualização do PLD definido em 2004 (R$ 452,00) e atualizado pelo IGP-DI[42]. E o valor mínimo de R$ 15,62, estipulado com base nos custos de geração da Usina de Itaipu, de acordo com a Resolução Normativa 392/2009.

Visto o funcionamento deste mercado, destaca-se que, por questões estratégicas, os geradores com sobras de energia[43] podem optar por liquidá-la no mercado de curto prazo ao PLD. Isto se deve à oscilação do preço de liquidações de diferença, e, dependendo do valor do PLD, pode resultar em significativos ganhos financeiros para estes agentes.

Apesar desses possíveis ganhos por parte dos geradores, deve-se salientar, ainda, que há o risco dos valores apurados no MCP não serem recebidos em sua totalidade, isso acontece, pois, os agentes que tem valores a receber, ou seja, credores deste mercado, estão sujeitos (i) ao rateio da inadimplência; e (ii) ao registro escritural de valores,

---

[41] § 2º do art. 57 do Decreto 5.163/2004 que determina que o valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

[42] Dado que este valor sempre foi menor do que o preço estrutural da termelétrica mais cara com capacidade instalada de 65 MW da determinação do programa mensal de operação do mês de janeiro do ano correspondente, conforme regra da Resolução n° 682/2003.

[43] Para que haja sobras de energia devem ser computadas as perdas sistêmicas no SIN, a sazonalização da garantia física efetuada, o consumo interno das usinas e instalações, além de, obviamente, serem cumpridos os contratos de venda do ACR e do ACL e outros aspectos estratégicos do gerador para evitar riscos de exposição ao PLD e/ou sujeição a penalidades por falta de lastro para venda de energia e potência. Para as usinas que tiveram alocação de cotas de garantia física de energia elétrica e potência (após a MP nº579/2012), não há que se falar em sobras de energia elétrica no MCP (DAVID, 2013).

situação em que decisões judiciais e/ou administrativa impedem a cobrança por parte dos agentes devedores.

3.3.4. Energia de Reserva

A energia de reserva surgiu como nova modalidade de contratação de energia elétrica em 2008. Apesar de prevista no §3° do artigo 3° da Lei 10.848/2004, somente foi regulamentada pelo Decreto n°6.353/2008. Esta energia é oriunda de usinas unicamente contratadas para este fim, e tem o intuído de aumentar a segurança na oferta de energia elétrica do sistema, porém sem agregar lastro comercial entre os agentes envolvidos, ou seja, ofertantes e demandantes de energia.

O MME é o responsável por definir a quantidade de energia de reserva que deve ser contratada nos Leilões de Energia de Reserva (LER), a fim de atender todos os consumidores do SIN, tendo como referência os estudos realizados pela EPE. Esta operação objetiva o equilíbrio entre as garantias físicas das usinas e a garantia física do sistema, mas sem gerar impactos para os contratos já existentes. Busca também reequilibrar possíveis descasamentos de oferta e demanda que podem surgir por hidrologias adversas, atraso de obras e indisponibilidade das usinas geradoras de energia (BRANDÃO, 2009).

Os Contratos de Energia de Reserva (CER) são celebrados, direta ou indiretamente, entre os agentes geradores, que venderam energia no leilão, e a CCEE, a qual representa todos os consumidores do SIN, por meio dos Contratos de Uso de Energia de Reserva (CONUER). Estes dois contratos não são registrados no operador do mercado de energia elétrica, mas suas obrigações são verificadas de acordo com as Regras de Comercialização (TOLMASQUIM, 2015).

Assim, a contabilização e a liquidação da energia de reserva são feitas exclusivamente no mercado de curto prazo, ao valor do PLD do submercado em que o empreendimento se localiza. A CCEE paga aos geradores pelo uso desta energia através dos recursos da Conta

de Energia de Reserva (CONER), que centraliza os valores arrecadados pelo Encargo de Energia de Reserva[44] (EER), cobrado de todos os consumidores.

3.4. Mecanismo de Realocação de Energia

A produção de energia elétrica no Brasil é majoritariamente procedente de usinas hidrelétricas, como visto em itens anteriores. Devido à grande extensão territorial do país, existem expressivas diferenças de regimes hidrológicos entre suas regiões, o que impacta a geração de energia de uma usina dependendo da sua localização. Isso acontece, pois em locais onde há maiores afluências as usinas são despachadas com mais frequência, em contrapartida, em regiões secas, as usinas são poupadas para armazenar água em seus reservatórios.

Outra questão que também impacta a produção de energia no sistema elétrico brasileiro é a presença de usinas em cascatas em uma mesma bacia hidrográfica[45]. Este problema configura-se pelo impacto que o despacho de uma hidrelétrica a montante tem sobre geração de uma usina a jusante, pois nem sempre a melhor operação individual corresponde à ótima operação da cascata (CCEE, 2013).

No período precedente ao projeto RESEB, a maior parte da capacidade instalada do parque gerador de energia pertencia ao Estado (LOSEKANN, 2003). Assim, as diferenças de produção de energia entre as usinas hidrelétricas, devido às questões apresentadas, não se configuravam um problema de receita, pois o controlador dessas geradoras era o mesmo. Porém, com a privatização das usinas durante a década de 1990, este cenário se alterou e a maior parte da capacidade instalada do sistema elétrico, que pertencia à União, foi transferida para diversas outras empresas privadas (RAMOS, 2015).

Além disso, estes geradores hidrelétricos são despachados centralmente pelo ONS, e não têm gerência sobre quantidade de energia produzida pela usina, independente de seus compromissos contratuais[46]. O operador do sistema tem o objetivo de minimizar os custos

---

[44] O Encargo de Energia de Reserva é cobrado junto às distribuidoras, autoprodutores e consumidores livres. É apurado de acordo com as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, v. 2010, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL n° 385/2009.

[45] Usinas construídas em sequência em um mesmo rio.

[46] Os compromissos contratuais dos geradores têm lastro na garantia física das usinas.

operacionais de todo o sistema e fornecer energia ao menor custo marginal possível, considerando as afluências hidrológicas, o armazenamento de água nos reservatórios, o preço das usinas térmicas e as restrições operacionais. Por isso, despacha as usinas com base na decisão ótima global, ou seja, não considera as usinas de forma individual (CCEE, 2013).

Destarte, a geração de energia por parte das usinas hidrelétricas é muito instável, o que poderia impactar significativamente a receita dos seus controladores por não conseguir cumprir seus contratos, ficando expostos ao mercado de curto prazo. Isto se configuraria um grande risco para o agente gerador, devido, principalmente, à volatilidade do PLD, pois um gerador, mesmo com sua garantia física contratada em 100%, poderia quebrar devido ao risco hidrológico envolvido no negócio (TOLMASQUIM, 2011).

Para mitigar este problema criou-se, durante o projeto RESEB, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), através do Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998, cujo objetivo é compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas participantes do mecanismo, vista a dificuldade de gerenciamento desse risco e a predominância de usinas hidrelétricas SIN. Como destaca Santana (2006), esta foi a maneira encontrada para proteger os geradores hidrelétricos de possíveis exposição ao mercado de curto prazo.

A participação no MRE é obrigatória para usinas hidrelétricas de modalidade de despacho tipo I, ou seja, programadas e despachadas centralmente pelo ONS[47]. É um mecanismo contábil, que consiste na transferência da energia das usinas que geraram acima da garantia física para aquelas que geraram abaixo. Isto diminui o risco associado a variações de receita, pois esta passa a não depender, exclusivamente, da quantidade produzida de energia, mas sim, da sua garantia física. Assim, o mecanismo contribui para que não haja prejuízos aos geradores hidrelétricos, visto seus compromissos contratuais de comercialização de energia (CCEE, 2013).

> O MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do SIN. Em outras palavras o MRE realoca a energia entre os integrantes do

[47] Usinas hidrelétricas com modalidade de despacho Tipo II (programação centralizada e despacho não centralizado) ou Tipo III (programação e despacho não centralizados) somente poderão usufruir dos direitos do MRE após emissão de ato regulatório para este fim (TOLMASQUIM, 2015).

> mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo (CCEE, 2013, p.4).

O funcionamento do mecanismo parte da análise da relação entre a soma total líquida de energia gerada pelo conjunto de usinas participantes, com o total de suas garantias físicas. Esta relação é denominada nas regras de comercialização por *Generation Scaling Factor* (GSF) ou Ajuste do MRE, sumarizada na equação a seguir.

$$GSF = \frac{GTA_MRE}{GFIS_MRE}$$

Equação 1 - Cálculo do GSF ou Ajuste do MRE

Sendo:

GSF: *Generation Scaling Factor* ou Ajuste do MRE[48].

GTA_MRE: Geração Total de todas as usinas participantes do MRE.

GFIS_MRE: Soma das Garantias Físicas de todas as usinas participantes do MRE.

Como resultado desta equação pode-se chegar a três possíveis situações no MRE: (i) equilíbrio; (ii) superávit de energia e (iii) déficit de energia.

3.4.1. Equilíbrio na Produção de Energia no MRE

Na situação de equilíbrio no MRE, a produção de energia das usinas participantes é exatamente igual à soma de suas garantias físicas, isto significa que o GSF é igual a 1. Porém, esta ocorrência é hipotética e contribui apenas para entender o funcionamento do mecanismo. Para ilustrar a forma que a energia é realocada entre as hidrelétricas, destaca-se na Figura 10, um exemplo de situação de equilíbrio entre três usinas.

[48] O cálculo é feito por patamar de carga (leve; média; pesada) em casa semana operativa. A compensação e liquidação, por sua vez, é feita mensalmente, com a consolidação dos valores de carga e semana.

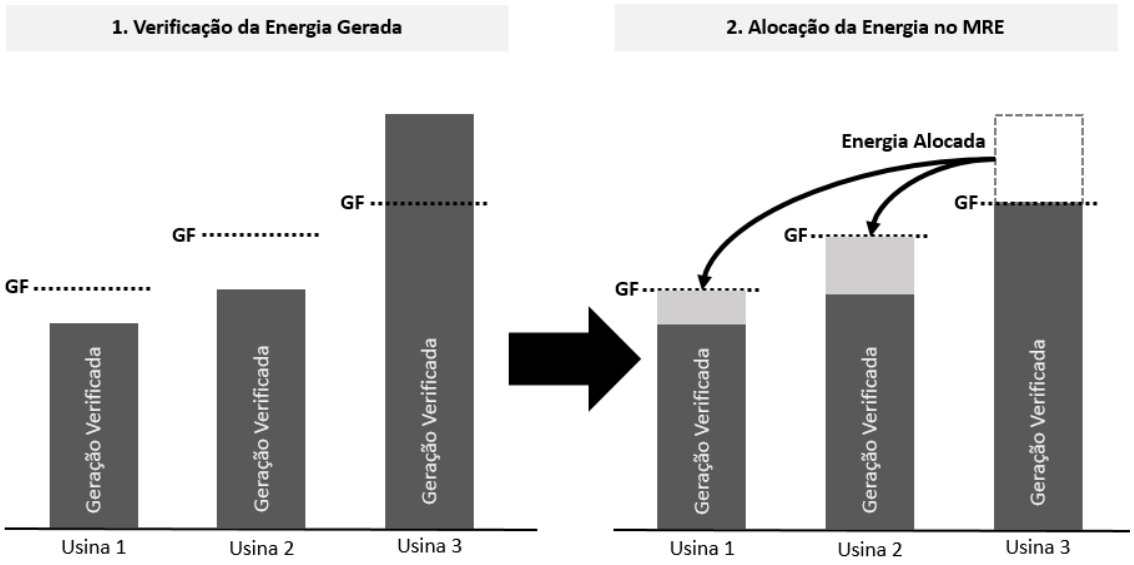

Figura 10 – Alocação de Energia no MRE em Situação de Equilíbrio
Fonte: Elaborado pela autora para ilustrar o funcionamento do MRE.

Primeiro verifica-se o quanto de energia foi gerado pelo conjunto das usinas, nota-se que a Usina 1 e Usina 2 geraram abaixo de suas garantias físicas, enquanto a Usina 3 gerou acima. Porém, neste caso a energia gerada pelas três usinas é exatamente igual à soma de suas garantias físicas.

Após essa verificação, na segunda etapa se inicia o processo de realocação da energia entre as usinas, com o intuito de que todas completem o montante de suas garantias físicas. Como pode ser visto na figura a seguir, a Usina 3 transfere seu excedente de produção de energia, ou seja, a energia gerada acima de sua garantia física, para as demais usinas. Destaca-se que, no SIN esta alocação de energia é feita prioritariamente em hidrelétricas pertencentes ao mesmo submercado, após essa aferição, se ainda houver déficit e superávit entre os submercados, a energia, então, é alocada entre eles. Isto acontece para minimizar as diferenças econômicas com a alocação financeira entre regiões com diferentes PLDs.

As usinas participantes do MRE que produziram um excedente de energia devem ser ressarcidas por seus custos variáveis de operação e manutenção e os desembolsos com o pagamento pelo uso da água. Essa compensação acontece através do pagamento da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) pelas usinas que receberam energia do MRE para

aquelas que cederam energia (CCEE, 2013). Esta tarifa é estabelecida e homologada pela ANEEL, para todo o ano de 2015 seu valor fixado foi de R$ 11,25/MWh[49].

3.4.2. Superávit na Produção de Energia no MRE

Quando há superávit na produção de energia do MRE, significa que o GSF é maior do que 1, ou seja, o conjunto de usinas participantes do mecanismo produziram um total de energia superior à soma das garantias físicas. Utilizando o mesmo exemplo do item anterior, observa-se na Figura 11, que a Usina 1 e a Usina 2 produziram um montante inferior à garantia física de cada uma, em contrapartida a Usina 3 gerou energia acima de sua garantia física.

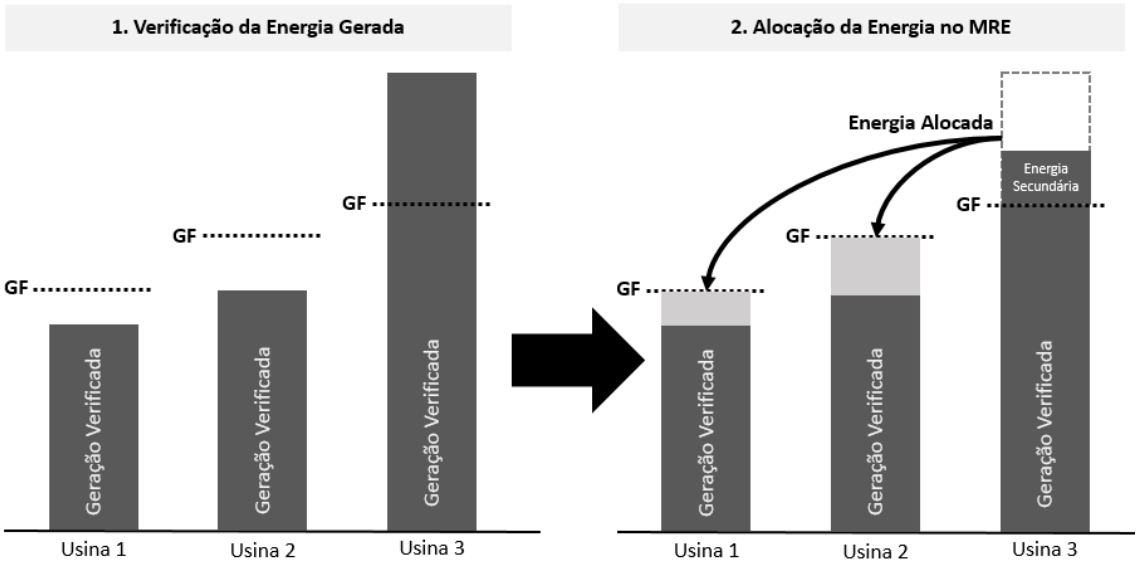

Figura 11 – Alocação de Energia no MRE em Situação de Superávit
Fonte: Elaborado pela autora para ilustrar o funcionamento do MRE.

Neste caso, ao verificar a relação da soma da energia gerada pelas usinas, com a soma das garantias físicas, nota-se que há um excedente de energia no sistema. Assim, primeiramente, aloca-se a energia nas usinas deficitárias, a fim de completar suas garantias físicas.

[49] Valores da TEO – R$ 10,45/MWh em 2014 e R$ 12,32/MWh em 2016.

Porém, neste caso, como pode ser observado na Figura 12, após a alocação da energia no MRE, a Usina 3 além de conseguir cobrir a garantia física das demais usinas, apresenta, ainda, um excedente de energia, que é chamado de energia secundária. Essa energia secundária também é dividida entre todas as usinas participantes do MRE proporcionalmente à garantia física de cada usina. Após as transferências e pagamento da TEO, entre os agentes, a energia secundária de cada usina é liquidada no mercado de curto prazo ao PLD.

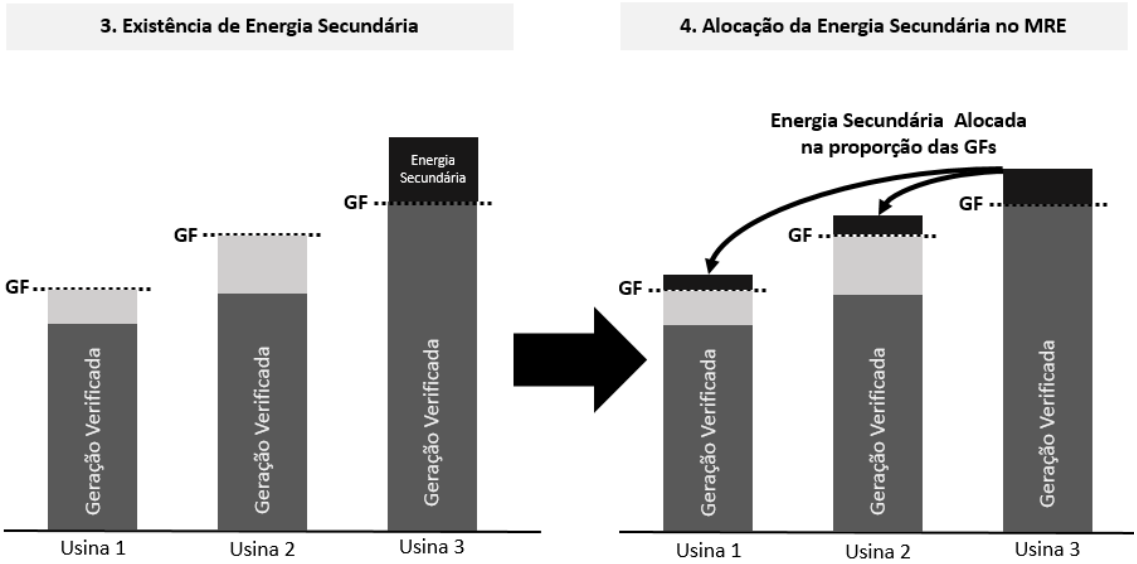

Figura 12 – Alocação de Energia Secundária no MRE
Fonte: Elaborado pela autora para ilustrar o funcionamento do MRE.

3.4.3. Déficit na Produção de Energia no MRE

O déficit da geração hídrica dos participantes do MRE é representando pelo GSF menor que 1, ou seja, nesta situação a produção total de energia dos participantes do mecanismo não é suficiente para atender a energia assegurada. No exemplo hipotético com 3 usinas, ilustrado nas figuras a seguir, detalha-se o funcionamento do mecanismo.

Na primeira etapa, conforme apresentado na Figura 13, verifica-se que o total da energia gerada pelas usinas participantes do MRE é inferior à soma de suas garantias físicas. Para tanto, é necessário que suas garantias físicas sejam ajustadas pelo valor do GSF, o que resulta em uma energia assegurada inferior à inicial.

Esse ajuste é feito para que a energia seja compartilhada igualmente entre todos os participantes, no sentindo de que se há energia sobrando no sistema todos os geradores ganhem, porém, em caso de déficit todos perdem. Assim, após ajustar as garantias físicas, há energia suficiente para alocação MRE, atendendo à garantia física ajustada de todas as usinas, como destacado na figura a seguir.

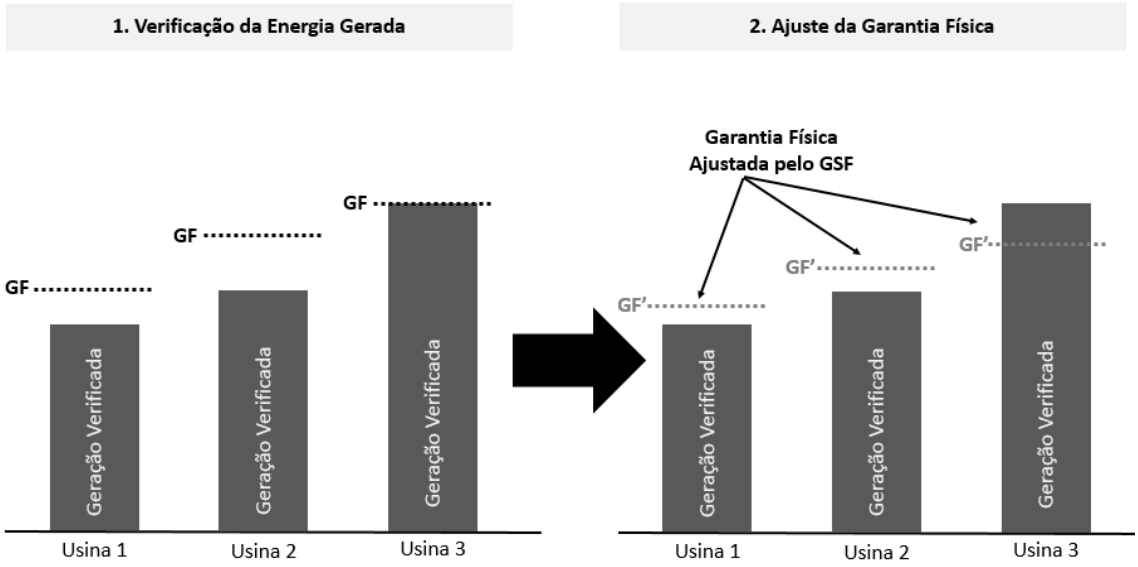

Figura 13 – Ajuste da Garantia Física em Situação de Déficit de Energia no MRE
Fonte: Elaborado pela autora para ilustrar o funcionamento do MRE.

A energia, então, é alocada de forma análoga aos exemplos anteriores, porém utiliza-se como base para as transações a garantia física ajustada. Conforme destacado na Figura 14, a Usina 3 transfere o excedente para as demais usinas, porém diferente dos exemplos anteriores, percebe-se um déficit de geração ao analisar a garantia física inicial com a garantia física ajustada.

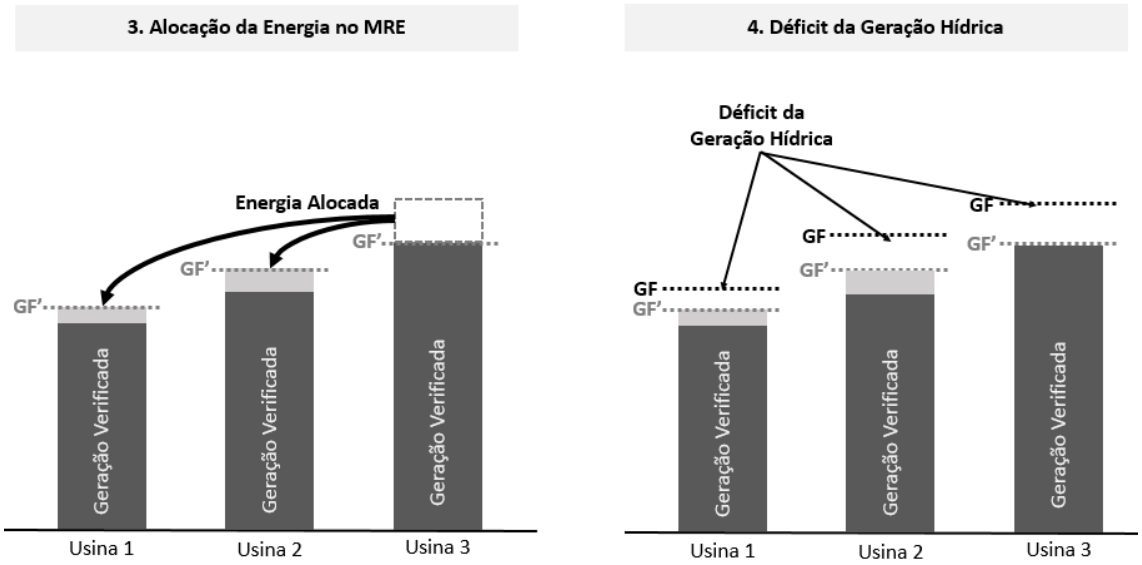

Figura 14 – Alocação de Energia no MRE na situação de Déficit
Fonte: Elaborado pela autora para ilustrar o funcionamento do MRE.

Nesta situação, caso os geradores estivessem com sua garantia física inicial contratada em 100%, teriam que comprar energia no mercado de curto prazo ao preço do PLD para atender seus contratos, o que provavelmente teria um custo superior à receita que receberiam pelo contrato. Esta situação relaciona-se, principalmente, com período de hidrologia adversa, não sendo possível mitigar o risco dos agentes geradores.

3.5. Principais Aspectos e Considerações Finais do Capítulo 3

Neste capítulo foram apresentadas a estrutura do sistema elétrico brasileiro, juntamente com os paramentos da operação física do SIN e do mercado energia elétrica. O arcabouço regulatório vigente é resultado de duas importantes reestruturações do setor que ocorreram na década de 1990 e a partir de meados dos anos 2000.

O SIN é um sistema hidrotérmico operado de forma centralizada pelo ONS. O despacho das usinas é feito, prioritariamente, por ordem de mérito econômico com o objetivo de otimizar a operação do sistema e ofertar energia ao mínimo custo global. O ONS utiliza modelos computacionais que contribuem com o planejamento da operação e a tomada de decisão, visto o dilema do operador de utilizar ou não a água dos reservatórios das usinas hidrelétricas, considerando a incerteza das afluências futuras. Além do despacho por

ordem de mérito econômico, também é possível realizar o despacho fora da ordem de mérito por decisão do CMSE, a fim de garantir a segurança de abastecimento do sistema.

O mercado de energia elétrica é operado pela CCEE, através desta instituição são contabilizadas as operações de compra e venda de energia, apurados os montantes efetivamente gerados e consumidos e, assim, liquidadas as possíveis diferenças. A energia pode ser comercializada das seguintes maneiras: (i) no ACR, por meio de leilões; (ii) no ACL, através de contratos bilaterais negociados entre as partes; (iii) como energia reserva, por meio de leilões específicos; e (iv) através da liquidação no mercado de curto prazo.

Devido às características físicas e financeiras do sistema elétrico brasileiro, durante sua reestruturação na década de 1990 foi criado o MRE com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas. Este mecanismo é medido pelo GSF, resultado do quociente entre a soma total líquida de energia gerada pelo conjunto de usinas participantes, com o total de suas garantias físicas. Quando o GSF atinge valores superiores a 1, indica que ocorreu um superávit de geração hídrica, o qual é compartilhado com todas as usinas participantes. Entretanto, valores de GSF inferiores a 1, indicam déficit de geração hídrica, o que acarreta a diminuição da garantia física das usinas, podendo estas ficarem expostas ao mercado de curto prazo.

Ao longo dos próximos capítulos pretende-se detalhar a evolução dos valores do GSF e analisar os impactos da sua variabilidade para o setor elétrico brasileiro, principalmente em situação de déficit hídrico. Com isso, pretende-se avaliar a atuação dos grupos de interesse no setor elétrico, no cenário cuja a geração hídrica é impactada pela baixa pluviometria.

4. DÉFICIT DA GERAÇÃO HÍDRICA E POSICIONAMENTO DOS GERADORES

Este capítulo tem objetivo de apresentar a conjuntura setorial que culminou no déficit da geração hídrica e na, consequente, repactuação do risco hidrológico. Destaca, principalmente, o período de hidrologia adversa entre os anos de 2012 e 2015, o aumento da geração térmica e seus impactos no Custo Marginal de Operação (CMO) e no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Além disso, apresenta a evolução do *Generation Scaling Factor* (GSF), bem como o posicionamento dos geradores hídricos sobre o déficit da geração hídrica entre os anos de 2013 e 2015, indicado pelo GSF inferior a 1.

4.1. Crise Hidrológica e Aumento do Despacho Térmico

O sistema elétrico brasileiro é caracterizado majoritariamente por usinas hidrelétricas. De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016), elas representavam 65% da capacidade instalada da matriz elétrica nacional em 2015. Assim, o regime hidrológico brasileiro exerce um impacto significativo na operação do sistema elétrico, conforme já destacado no item 3.1 desta dissertação. Em períodos de escassez de chuvas, o despacho das usinas hidrelétricas diminui e, consequentemente, o custo da energia se eleva devido ao aumento do despacho de usinas térmicas.

Conforme mencionado, entre os anos de 2012 e 2015, o Brasil atravessou um período de estresse hídrico que impactou negativamente o setor elétrico, visto que a matriz elétrica nacional é predominantemente hídrica. Como mostrado no item 3.1.1, a hidrologia de um período pode ser analisada através das informações de Energia Natural Afluente (ENA), que representa a valoração em termos energéticos das vazões naturais dos aproveitamentos hidrelétricos.

A série histórica disponível de ENAs conta com informações mensais desde 1931 e são expressas tanto em MWmédios, quanto em porcentagem da Média de Longo Termo (MLT) dessas vazões. A MLT, por sua vez, representa um valor médio de toda série histórica disponível desde 1931, sendo o seu valor base 100%. Assim, se por exemplo a

medição da ENA indicar 119% para o ano de 2009, no Subsistema SE/CO, isso significa que neste ano houve uma vazão 19% acima da média histórica medida entre 1931 e 2014.

É possível observar ao longo da série histórica de medições da Energia Natural Afluente que alguns anos se caracterizaram pela baixa pluviometria. A Figura 15 apresenta o histórico de ENAs, por ano, organizando-as em ordem crescente, ou seja, do ano de pior ao de melhor Média de Longo Termo. Nota-se, que entre os anos de 2012 e 2015 os resultados das ENAs foram inferiores a 100% da MLT, exceção para o ano de 2013, que apresentou uma ENA de 106% da MLT. Um destaque maior deve ser dado para os anos de 2014 e 2015, cujas ENAs foram, respectivamente, 79% e 77% resultando no décimo e oitavo piores ano da série histórica disponível.

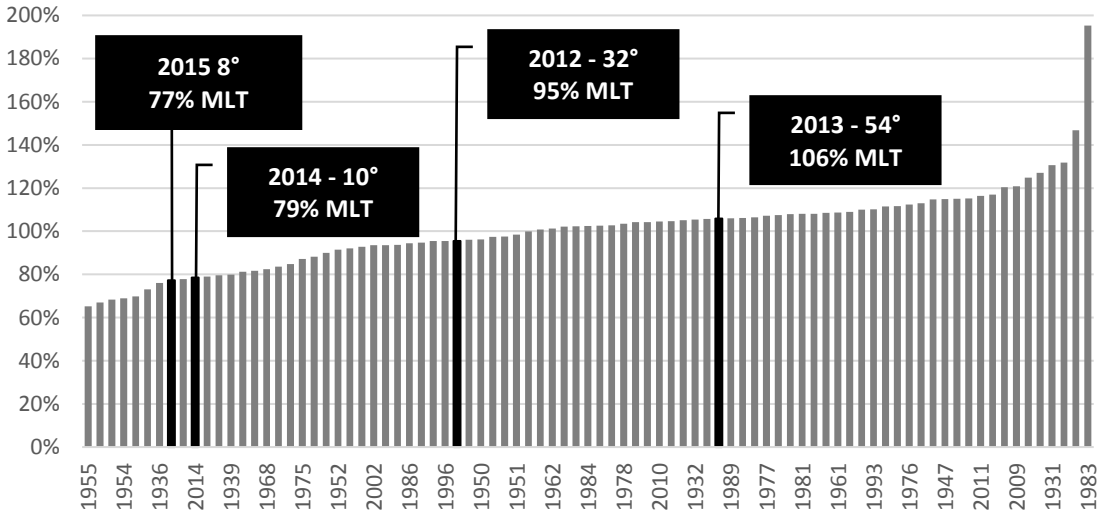

Figura 15 - Histórico da Energia Natural Afluente (ENA) do SIN (% MLT)
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do (ONS, 2016b).

Adicionalmente, para uma análise mais apurada é fundamental observar o resultado de ENAs do Subsistema SE/CO. Isso porque esse subsistema sozinho tem representado cerca de 70% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Figura 16 indica mensalmente os piores cenários do histórico de ENA em comparação com os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015, sendo a média de longo termo caracterizada pela linha preta. Nota-se que, nestes anos, praticamente todos os valores, estão abaixo da média, principalmente no período úmido (dezembro a abril).

Os anos de 2012 e 2013, foram os únicos com ENA superior a 100% em alguns meses. No ano de 2012 a ENA do Subsistema SE/CO foi de 93% MLT e, apesar do mês de janeiro ter tido um resultado positivo de 125% do MLT, os meses seguintes foram bem escassos, o que contribuiu para a diminuição desta média. Já 2013 não representou uma hidrologia ruim para a média anual, com resultado positivo de 103% do MLT no Subsistema SE/CO, entretanto quando observado os valores de cada mês, nota-se que durante os meses úmidos todos os valores foram inferiores a 100%.

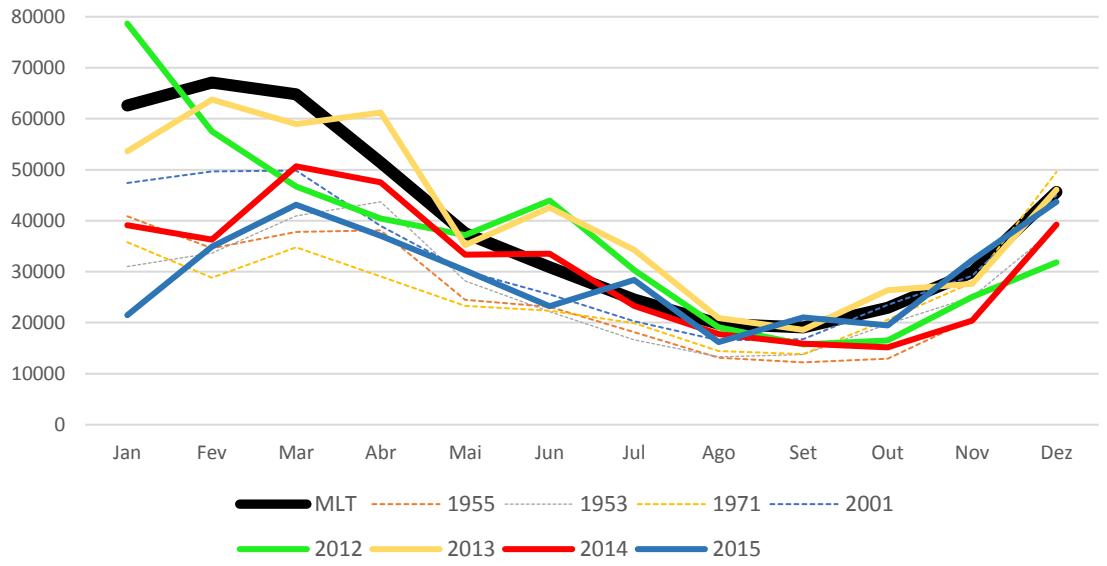

Figura 16 - Piores Cenários de ENAs – SE/CO comparado com período 2012-2015 (MWmédio)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados do ONS (2015).

Ainda sobre a figura 16, destaca-se que os anos de 2014 e 2015 tiveram uma hidrologia tão ruim quanto a do período do racionamento em 2001, todavia com resultados piores durante o período úmido. Em 2015, o mês de janeiro apresentou o pior resultado do histórico, apenas 38% da MLT, e bem distante do segundo pior resultado, que foi o ano de 1955, com 66% da MLT.

Essa conjuntura hidrológica durante o período analisado, contribuiu para a diminuição contínua do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sem que esses pudessem se recuperar no período úmido, como pode ser observado na Figura 17. O agravamento do déficit de geração hídrica aconteceu a partir de 2014, pois após o período de chuvas não foi possível chegar a 50% da capacidade total de armazenamento do SIN. Em novembro de 2014, este valor atingiu apenas 19,5%, valor inferior ao pior nível observado durante

o racionamento de 2001[50], de 23,9% em setembro. Em 2015 os esforços foram grandes para conseguir chegar ao fim do ano sem decretar racionamento e para atingir o nível dos reservatórios em 29,4%, situação menos crítica que o ano de 2014.

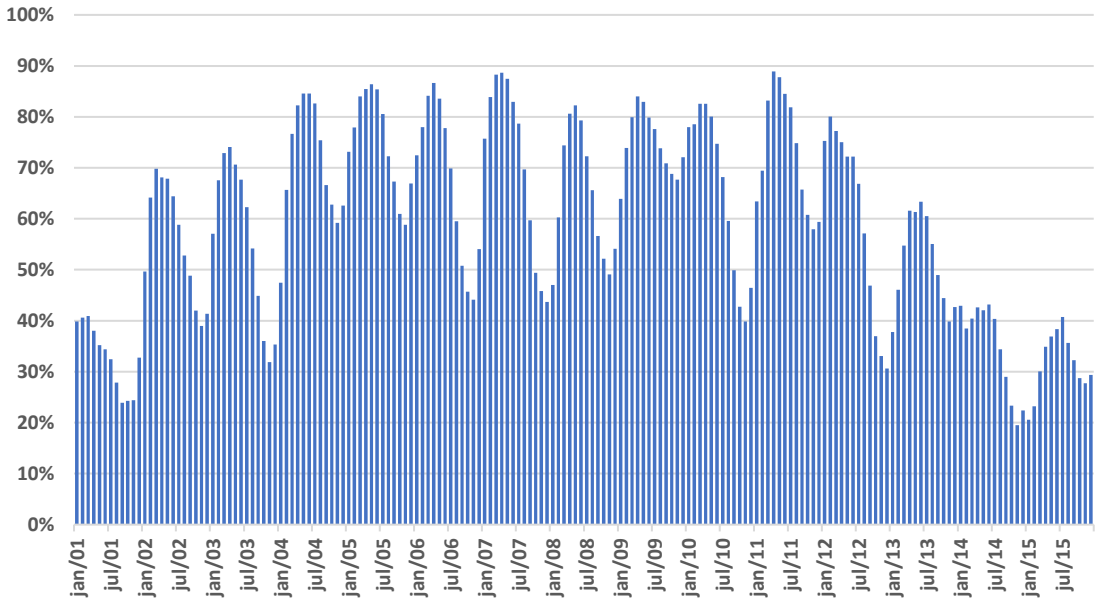

Figura 17 - Evolução do Nível dos Reservatórios do SIN (%)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados do ONS (2015).

Para evitar um novo racionamento, foi necessário poupar a geração hídrica e acionar o parque termelétrico nacional em tempo integral. Esta decisão por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS) não é novidade para o setor, Pemberton (2006) mostra que a diminuição da oferta de energia hídrica demanda o funcionamento de térmicas flexíveis em plena capacidade para que seja possível poupar água nos reservatórios.

Essa situação pode ser observada através da Figura 18, a qual demonstra que esta geração térmica era, na média, de aproximadamente 4.000 MWmédios. Entretanto, aumentou significativamente a partir de 2012 e se manteve elevada em todo o período seguinte. No ano de 2013 a geração térmica manteve-se em torno de 12.000 MWmédios e saltou para

[50] Em junho de 2001 foi decretada uma redução compulsória da demanda energia elétrica no país que ficou conhecida como *o racionamento de 2001*. No início desse ano, o nível dos reservatórios atingiu 23,9% numa época em que as hidroelétricas eram responsáveis por atender 90% das necessidades do SIN. Naquele período não havia uma capacidade térmica instalada que pudesse compensar, ainda que parcialmente, o déficit hídrico. A capacidade instalada dessas usinas triplicou nos 10 anos seguintes, passando de 10,4 GW, em 2001, para 31,2 GW em 2011 (BEN, 2015).

16.000 MWmédios[51] em 2014, atingindo patamares superiores a este valor em 2015 (ONS, 2015).

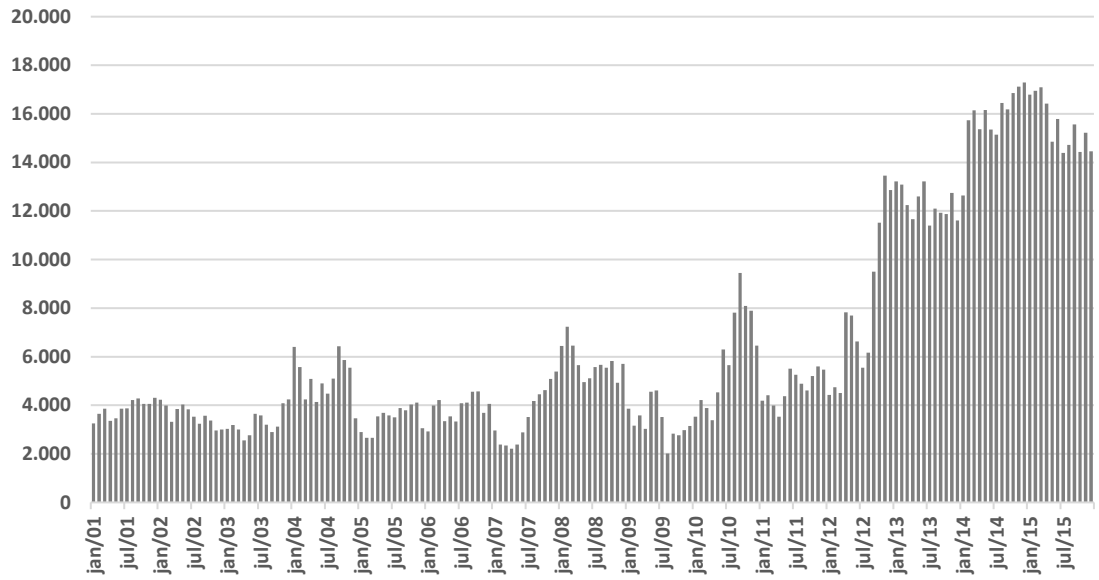

Figura 18 - Evolução da Geração Térmica do SIN (MWmédio)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados do ONS (2015).

Outro ponto de destaque foi o aumento do despacho fora da ordem de mérito, por segurança energética, ilustrado na Figura 19. Conforme explicitado no item 3.1.2, o ONS pode despachar usinas fora da ordem do mérito de custo por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a fim de garantir a segurança do sistema, isto acontece quando o nível dos reservatórios está baixo. Em períodos normais, o despacho fora da ordem de mérito é praticamente zero. Entretanto, no período de análise – 2012 a 2015 – é possível identificar que a geração fora a ordem de mérito atingiu o pico de 5.000 MWmédios em fevereiro de 2013, mantendo-se num patamar de 1.000 MWmédios em 2014 e, no ano 2015, atingindo valores em torno de 4.000 MWmédios, correspondendo a cerca de 25% do despacho térmico em 2015.

51 Além da hidrologia adversa, destaca-se que, deste o início do século até 2015, há uma queda acentuada na capacidade de regularização das hidrelétricas. Isto é resultado da dificuldade no aproveitamento hidrelétrico remanescente com a construção de grandes reservatórios de acumulação devido a pressões ambientais, pois a maior parte dele encontra-se na Amazônia. No passado, a capacidade de regularização chegou a até 5 anos e foi reduzida para poucos meses. Isto faz crescer a importância de outras fontes na matriz elétrica, com vistas a garantir a segurança do sistema (CARVALHO, 2010; TOLMASQUIM; 2015).

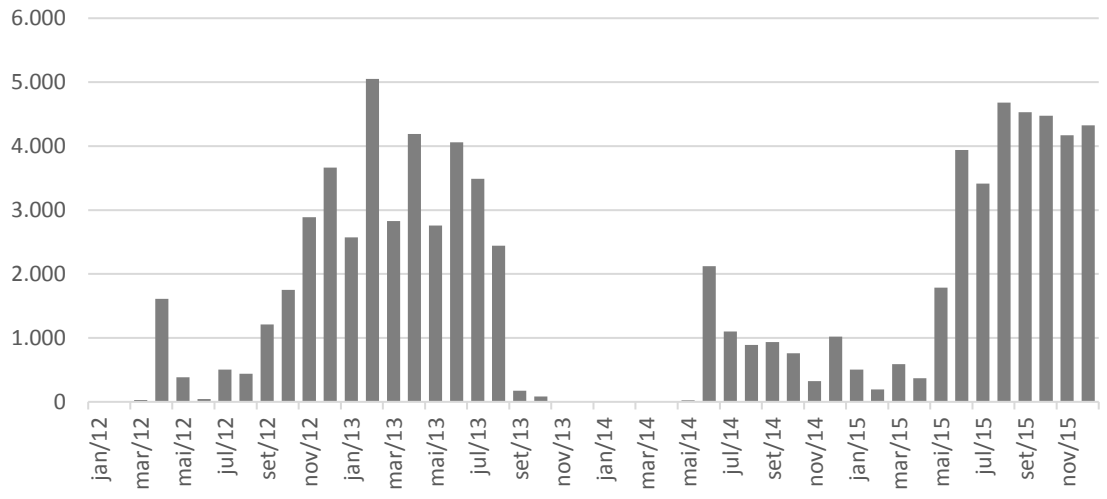

Figura 19 - Geração Térmica por Segurança Energética (MWmédio)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados do InfoMercado CCEE.

A relação entre a diminuição da geração hídrica e o aumento da geração térmica para atender a carga do SIN está destacada na Figura 20. Ilustra-se a evolução da carga do SIN desde 2001, comparada com as fontes utilizadas para o seu atendimento. A geração hídrica acompanha claramente o desenho da curva de carga, mas é possível observar a diminuição do seu despacho a partir de 2012 e um aumento acentuado da geração térmica, como salientado anteriormente.

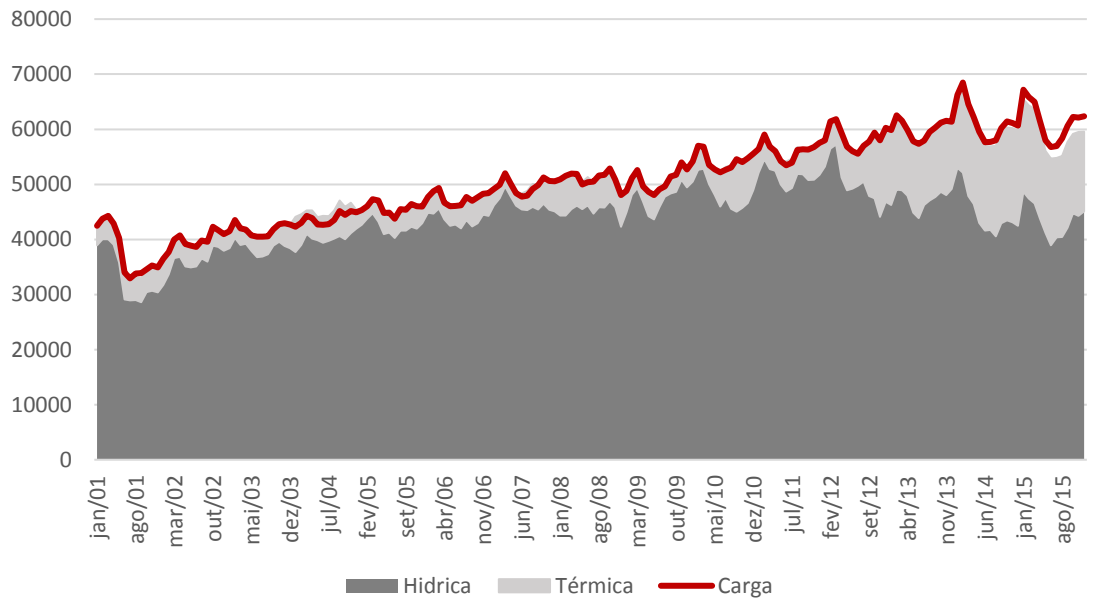

Figura 20 - Comparação Geração vs. Carga (MWmédio)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados do ONS (2015)

4.2. Impactos no CMO e PLD

Esta seção apresenta o impacto no Custo Marginal de Operação (CMO) e no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) devido à hidrologia adversa entre os anos de 2012 e 2015. Além disso, demonstra que neste período o CMO atingiu valores superiores ao primeiro patamar do Custo do Déficit.

4.2.1. Análise do Custo Marginal de Operação e Custo do Déficit

Outro fator em evidencia é o aumento do custo de geração de energia devido ao acionamento contínuo do parque térmico desde o fim de 2012. Salienta-se que as usinas termelétricas foram projetadas para atender uma demanda pontual de emergência e não para funcionarem longos períodos ininterruptos. Isto impactou o CMO do SIN, que se manteve elevado até meados de 2015 e atingiu picos como R$1.784/MWh e R$2.186/MWh em fevereiro de 2014 e 2015, respectivamente, conforme apresentado na Figura 21.

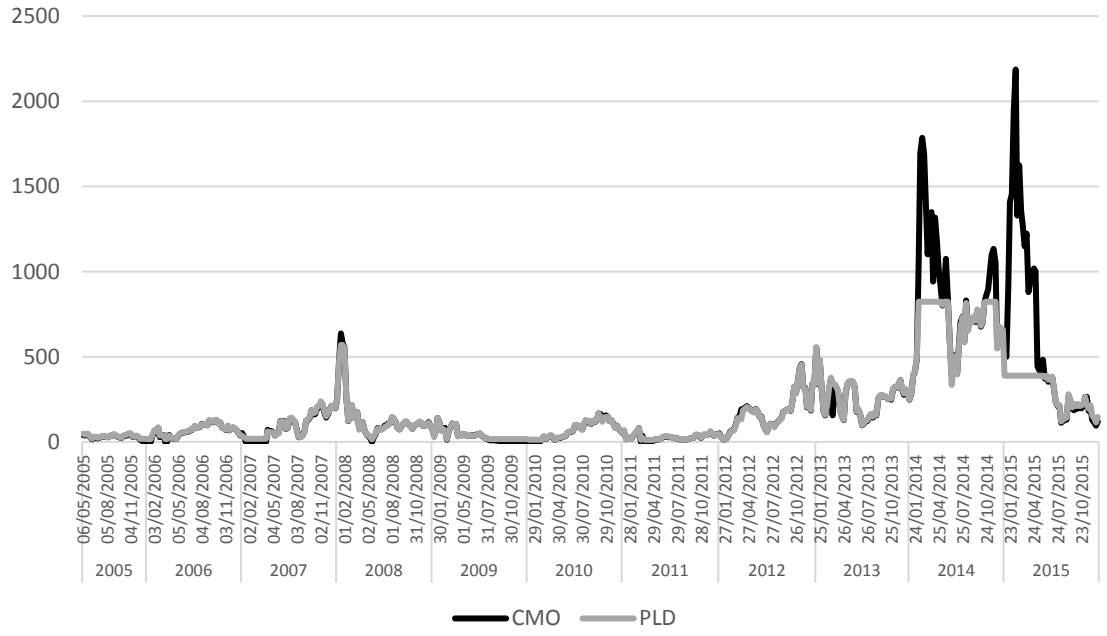

Figura 21 - Evolução do CMO x PLD – SE/CO (R$/MWh)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados do ONS (2016a) e CCEE (2015)

Há, ainda, outros dois pontos que devem ser observados na Figura 21, o primeiro é o descasamento entre os valores do CMO e PLD, o qual significa que o valor da liquidação no mercado de curto prazo não é suficiente para arcar com os custos de geração dessas térmicas, sendo que o complemento deste valor se dá via Encargo de Serviço de Sistema (ESS). O segundo é a comparação dos altos valores de CMO com os valores do Custo do Déficit [52]destacados na Tabela 2.

Tabela 2 - Curva de Custo do Déficit

Patamares (% de Redução de Carga)	Custo do Déficit para 2015 (R$/MWh)
De 0% a 5%	1.420,34
Entre 5% e 10%	3.064,15
Entre 10% e 20%	6.403,81
Maior que 20%	7.276,40

Fonte: (ANEEL, 2014)

É importante dizer que os valores picos de CMO, em 2014 e 2015, são superiores ao Custo do Déficit, de R$1.420,34/MWh, para o primeiro patamar de carga. Neste cenário, a redução do consumo de energia se torna essencial, pois com este custo de operação do sistema, é mais vantajoso diminuir a demanda do que atender a carga[53]. Siqueira (2015) e Pinto (2015) apontaram a necessidade de se decretar um racionamento no início de 2015, porém essa decisão cabe ao poder concedente que, além de questões técnicas, leva em consideração os impactos políticos (BRASIL, 2004; RAMOS, 2015).

Caso o governo optasse legalmente por uma política de redução de consumo, ou seja, decretado um racionamento, os contratos de venda de energia das usinas hidrelétricas seriam reajustados no mesmo percentual de redução de carga decretado (BRASIL, 2004). Apesar de haver perda de receita, esta situação diminuiria a necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo por parte dos geradores hidrelétricos.

[52] A Curva de Custo de Déficit definida em quatro patamares foi também estabelecida por meio da resolução GCE n°109. Seu significado é de suma importância, pois afeta (i) a política operativa do ONS; (ii) o preço de liquidação de energia no curto prazo e; (iii) teoricamente, constitui o sinal econômico para o acionamento da decisão de racionamento preventivo de energia em situações críticas (RAMOS, 2015).

[53] A redução do consumo pode ocorrer de outras maneiras do que apenas o decreto de racionamento, principalmente para o primeiro patamar de carga. O governo, optou por trabalhar junto com a ANEEL e as distribuidoras para campanhas de racionalização do consumo de energia para atingir essa diminuição da demanda.

4.2.1. Análise do Preço de Liquidação de Diferenças

Conforme detalhado no item 3.2, o PLD é definido a partir do CMO, porém com o limite regulatório máximo e mínimo. Assim, o alto despacho térmico impacta, também, o aumento do preço no mercado *spot*. Essa situação pode ser vista na Figura 22, na qual o PLD atingiu o seu preço máximo de R$822,83/MWh, em fevereiro 2014, consequência do alto CMO. Esta tendência de valores elevados permaneceu durante todo o ano, impactando, significativamente, o caixa de todas as empresas do setor elétrico que estavam expostas a este mercado[54].

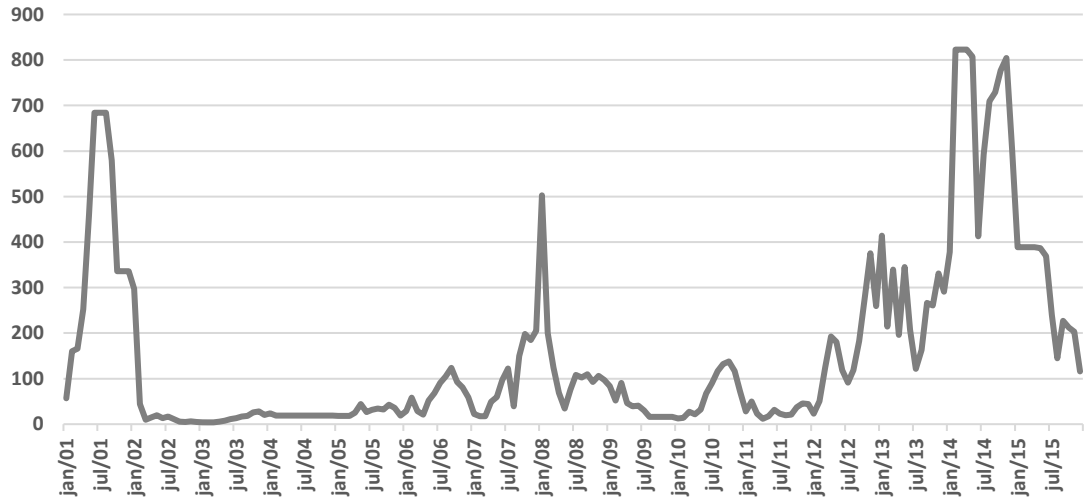

Figura 22 - Evolução do PLD - Submercado SE/CO (R$/MWh)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados da CCEE (2016)

A ANEEL, atenta à esta situação, abriu a Consulta Pública n° 9/2014 a fim de discutir com os agentes do setor a metodologia de cálculo dos valores máximo e mínimo do PLD,

[54] As distribuidoras de energia elétrica, neste período, encontravam-se com exposição involuntária ao mercado de curto prazo de acordo com o inciso I, § 7° do Art. 3° do Decreto n° 5.163/2004. Esta situação se permeou devido a algumas geradoras não aderirem a prorrogação dos contratos de concessão nos termos da Medida Provisória n° 579, convertida na Lei n°12.783/2013. A energia dessas usinas seria convertida em cotas para as distribuidoras, fato que não ocorreu. Em 2013 realizou-se o 11° Leilão de Energia Existente, com o objetivo de suprir esta demanda, porém nenhuma geradora ofertou energia neste leilão, visto que as condições de venda no mercado de curto prazo eram, naquele momento, mais vantajosas. Assim, as distribuidoras tiveram que arcar com o alto preço do mercado *spot*, o que afetou significativamente o caixa das empresas. Ao dialogar com o governo, a saída para amenizar o rombo financeiro foi a capitação de recursos junto a um grupo de instituições financeiras para uma conta, designada conta-ACR criada pelo Decreto n°8.221/2014, regulamentada pela Resolução Normativa Aneel n°612/2014,é administrada pela CCEE e é destinada a cobrir total ou parcialmente, no período de fevereiro a dezembro de 2014, as despesas das distribuidoras de energia elétrica decorrente da exposição involuntária no mercado de curto prazo e dos despachos de usinas termelétricas vinculadas a contratos por disponibilidade no ambiente regulado (CCEE,2016).

e, posteriormente, a Audiência Pública n° 54/2014 sobre o mesmo assunto. No voto do diretor, a agência destacou que, no período entre 2003 e 2013, o PLD máximo foi atingido apenas em duas semanas operativas no ano de 2008. Porém, como já destacado, em 2014 este valor permaneceu no limite máximo na maioria das semanas operativas.

Através de Resolução Homologatória n° 1.832/2014 os preços do PLD foram redefinidos, e passaram a vigorar a partir de janeiro de 2015. O valor mínimo passou de R$ 15,62/MWh para R$ 30,23/MWh, utilizando como referência a Receita Anual de Geração (RAG) das geradoras em regime de cotas, conforme a Lei n° 12.783/2013. O limite máximo foi alterado de R$ 822,83/MWh para R$ 388,48/ MWh, manteve-se a mesma metodologia, porém foi alterado o conceito da usina térmica relevante para definição do novo valor[55].

4.3. Posicionamento dos Geradores Frente ao Déficit Hídrico

O cenário de baixa hidrologia, caracterizado como déficit de geração hídrica, teve um impacto direto no fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mecanismo utilizado para compartilhar o risco hidrológico das usinas hidrelétricas, visto que a decisão de despacho é do Operador Nacional do Sistema (ONS), conforme detalhados na seção 3.3 desta dissertação. O impacto no *Generation Scaling Factor* (GSF) pode ser observado através da Figura 23, a qual mostra que desde a revisão do modelo setorial, em 2004, o GSF permaneceu superior a 1 até 2012 e, por este motivo, Tolmasquim (2011) definiu o déficit de geração hídrica entre os participantes do MRE como plausível, porém menos provável de acontecer[56].

[55] Detalhes no item 3.2.3

[56] Na 2° Edição do seu livro, publicada em 2015, o autor alterou esse entendimento sobre a possibilidade do Fator de Ajuste do MRE ser inferior a 1, excluindo a definição de “plausível, porém menos provável de acontecer”.

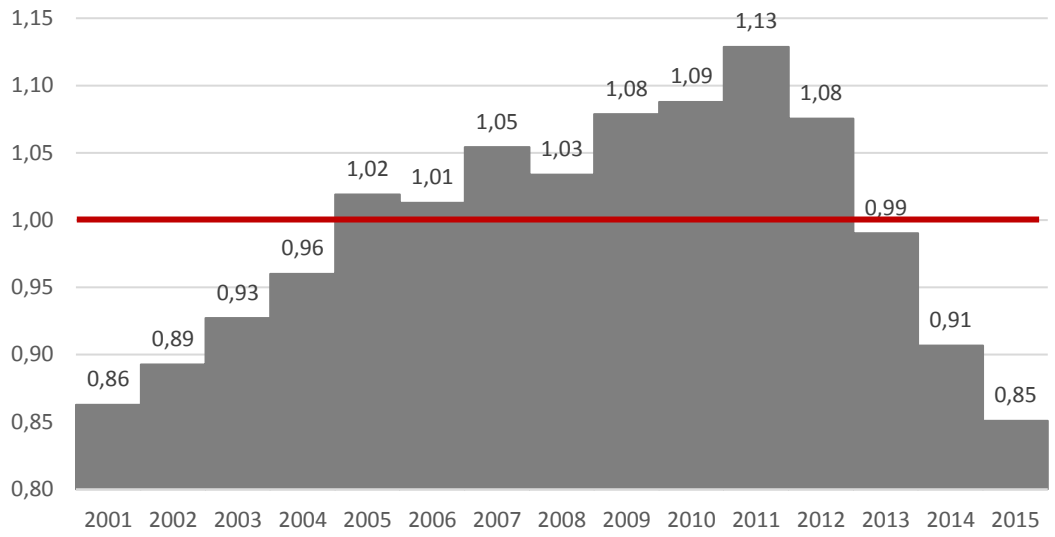

Figura 23 - Histórico GSF Médio Anual
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados da ANEEL (2015)[57]

Assim, passado o período de instabilidade do racionamento de 2001 e a mudança de modelo setorial, até 2013 o GSF não era um fator que impactava negativamente o setor elétrico. Os geradores hídricos começaram a se manifestar a partir de 2014, visto que o fator de ajuste do MRE foi de apenas 0,91, o que acarretou o não atendimento de seus contratos e consequente exposição ao mercado de curto prazo.

A combinação do GSF inferior a 1 com o PLD próximo ao seu valor máximo, em praticamente todas a semanas operativas, impactou negativamente o caixa das empresas de geração. Esses agentes tiveram suas garantias físicas reduzidas pelo fator de ajuste do MRE e, consequentemente, ficaram expostos ao mercado de curto prazo por não conseguirem atender seus contratos de venda de energia com a própria geração.

Nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por quantidade, constava que o risco hidrológico era de responsabilidade do agente vendedor, algo que não preocupava os gerados hídricos, pois até então o MRE era suficiente para mitigar esses riscos, visto que os períodos de GSF inferior a 1 eram compensados por valores superiores em meses seguintes. Isto porque, como destacado por Barroso (2011), habitualmente a geração hídrica do SIN é superior à sua garantia física. Entretanto, a partir

[57] Dados disponíveis do resultado da Audiência Pública 32/2015 – Cálculo do prêmio de risco do ACR

de 2013 esse cenário se alterou, e os geradores hídricos absorveram sucessivas perdas em um período superior a 2 anos, como pode ser observado na Figura 24.

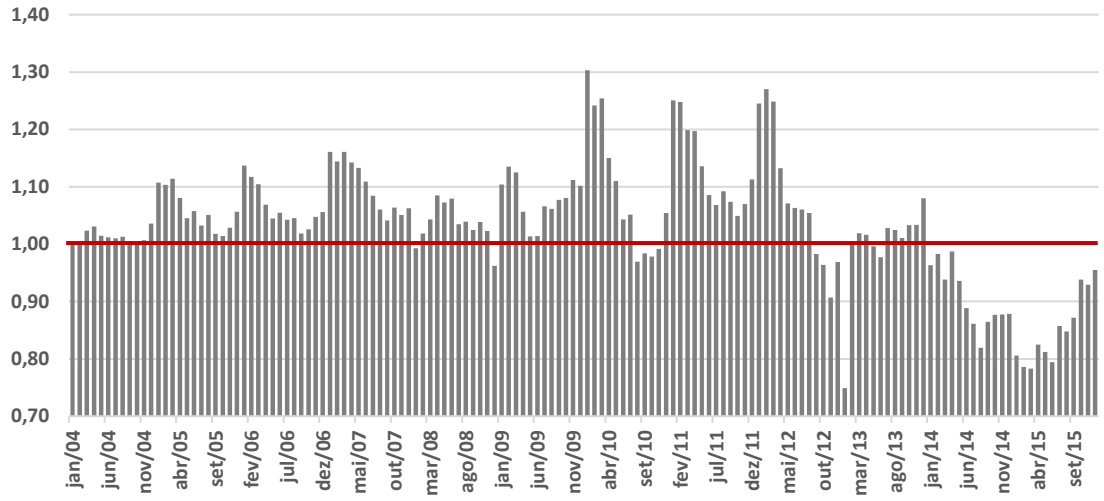

Figura 24- Evolução Mensal do GSF (2004-2015)
Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados da CCEE (Info PLD).

Castro e Brandão (2014) alertaram sobre os impactos do déficit de geração hídrica para os geradores. Ao não cumprir as obrigações contratuais de venda de energia, esses agentes seriam obrigados a honrar seus contratos através de aquisição de energia no mercado de curto prazo ao preço *spot* elevado. Essa ocasião culminaria em débitos bilionários para os geradores hídricos. Nesse sentido, os autores afirmam que o risco hidrológico se torna um risco financeiro, devido ao alto valor do PLD em períodos de escassez hidrológica.

A redução do teto do PLD, apesar de atenuar o problema financeiro atrelado a exposição dos geradores ao mercado do curto prazo, não foi suficiente para os geradores hídricos ficarem satisfeitos. No fim de 2014 estes agentes começaram a se manifestar sobre o assunto através da Associação dos Produtores Independentes de Energia (APINE) e a da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE). Estas associações iniciaram um diálogo com a ANEEL com o intuito de chegar a uma solução sobre o impacto financeiro sofrido.

Segundo o pleito das cartas e do posicionamento dos geradores nas reuniões com a agência reguladora, o déficit hídrico neste período não estaria relacionado somente ao risco hidrológico e, por este motivo, o seu custo financeiro deveria ser compartilhado com os consumidores.

Os motivos para o déficit de geração hídrica estariam relacionados com os seguintes aspectos:

(i) Diversificação da matriz elétrica;

(ii) Aumento da geração térmica fora da ordem de mérito;

(iii) Redução do consumo por programas de racionalização;

(iv) Despacho da UHE Uruguaiana e importação de energia da Argentina.

A mudança na matriz elétrica ocorreu devido ao aumento de outras fontes de geração, resultado dos leilões de energia desde de 2005. Neste ano a capacidade instalada para geração hídrica era de 77%, sendo que sua geração correspondia a 92%, em 2015 os valores se modificaram para 65% e 72%, respectivamente (ONS, 2015; EPE, 2015). Além disso, destaca-se o aumento da energia de reserva contribuindo para o deslocamento da geração hídrica. Lazareski (2013) apresenta o crescimento de outras fontes na matriz elétrica e seu impacto na receita dos geradores, salientando que esta situação diminui naturalmente a geração hídrica, o que impacta o resultado do MRE.

O aumento da geração térmica fora da ordem de mérito econômico é outro ponto que incomodou os geradores, principalmente com a forma de alocação de seus custos. Em suas manifestações, argumentam que os geradores hídricos não podem sofrer o ônus do despacho dessas usinas, visto que este atrela-se a questões exógenas aos modelos computacionais, o que acarreta imprevisibilidade para o gerenciamento dos negócios.

Sobre o programa de racionalização de energia, iniciado pelo governo no começo do ano de 2015[58], os agentes questionaram esta opção em detrimento de um racionamento. E chamaram a atenção para o disposto no Art. 22 da Lei. 10.848/2004, que diz “ ocorrendo a decretação de racionamento de energia elétrica pelo Poder Concedente (...), todos os contratos por quantidade de energia do ACR, registrados na CCEE (...) deverão ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo”.

[58] Como visto no item 4.2.1 o CMO do SIN superou o Custo do Déficit para o primeiro patamar de carga, por este motivo o governo ao invés de decretar racionamento optou por programas de racionalização e uso eficiente da energia para incentivar a diminuição do consumo.

Para estes agentes, o dispositivo contido na lei é uma forma de mitigar efeitos econômicos sobre os geradores, oriundos de medidas governamentais excepcionais, que, de alguma maneira resulte em diminuição do consumo de energia elétrica. Assim, os programas de uso eficiente de energia e o dispositivo de bandeiras tarifárias[59] seriam inciativas que se enquadrariam no Art. 22 da Lei. 10.848/2004, e por isso os CCEAR por quantidade deveriam ser reajustados conforme a redução do consumo verificada.[60]

Por fim, o despacho da UTE Uruguaiana e a importação da energia da Argentina são considerados fatores imprevisíveis, visto que a garantia física da usina térmica e da importação haviam sido anuladas. Além desses eventos, alguns agentes apresentaram, ainda, as seguintes questões como responsáveis pelo deslocamento hídrico: (i) estímulo ao consumo devido a Medida Provisória 579/2012; (ii) atrasos das obras das usinas de geração de energia elétrica; e (iii) falta de revisão das garantias físicas das UHEs (D'AVILA, 2015).

Todos esses fatores, segundo os geradores, seriam enquadrados como “fato do príncipe” acarretando em um desequilíbrio econômico-financeiros para estes agentes. O evento “fato do príncipe”, na linguagem jurídica, configura-se como algo imprevisível ou de consequências incalculáveis. A situação de déficit de geração hídrica seria uma extrapolação de risco devido a medidas intervencionistas, o que desrespeitaria as condições de riscos conhecidas. Dessa forma, seria necessária a repactuação dos contratos, na qual os geradores deveriam ganhar uma compensação relativa aos custos do GSF que, para os estes agentes, foi resultado de um evento extraordinário e intervencionista, que impossibilitaram a previsão destes riscos.

---

[59] Desde janeiro de 2015, as contas de energia serão são faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº. 547/13 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
[60] Para Castro e Brandão (2014) a escolha do governo em não decretar o racionamento configurou-se o pior cenário para estes agentes hídricos. As medidas para redução do consumo de energia vieram por meio do chamado “realismo tarifário”, com repasse do aumento do custo de geração para as tarifas de energia, e pelo despontamento da crise vivida pelo pais nos qual a indústria já diminuía sua produção desde 2013 e com agravamento da situação econômica em 2015, com retração do Produto Interno Bruto (PIB) em 3,6% (BCB, 2015). Estas situações contribuíram para a redução do consumo de energia elétrica em 2,1% (EPE, 2016)[60].

4.3.1. Proposta dos Geradores para Mitigação do Déficit Hídrico

Devido à hidrologia adversa e o resultado do GSF menor que 1 em 2014, conforme apresentando no item 4.1, a APINE e a ABRAGE, protocolaram na ANEEL, em 18/11/14[61] e 5/3/15, respectivamente, uma proposta de um mecanismo de ajuste para mitigar o impacto financeiro decorrente dos efeitos da substituição da geração hidrelétrica pelas usinas térmicas fora da ordem de mérito. A agência reguladora realizou reuniões com essas associações entre fevereiro e março de 2015, a fim de discutir questões sobre o problema de deslocamento da geração hídrica, bem como questões sobre o detalhamento da proposta apresentada pelas associações.

A proposta da APINE balizava-se no resultado de déficit do MRE decorrente do despacho térmico fora da ordem de mérito, defendia que essa diferença deveria ser valorada ao PLD e alocada proporcionalmente aos consumidores do SIN. Esse custo seria alocado como Encargo de Serviço de Sistema (ESS), relacionado ao despacho térmico fora da ordem de mérito, sendo os geradores ressarcidos com este valor de forma proporcional à sua garantia física.

Para tanto, seria criada uma nova conta, denominada de Conta de Energia Vinculada ao Encargo de Serviço de Sistema (Ceve), a qual agregaria o montante, em MWh, referente à diferença entre o déficit de geração hídrica e o despacho por segurança energética. A energia secundária gerada seria transferida para esta conta, também em MWh, até o limite do valor creditado na Ceve, valorada pelo PLD do momento da transferência e utilizada para abatimento do ESS. Além disso, vertimentos turbináveis[62] teriam o MWh deduzido os créditos da Ceve, de maneira a reduzir o saldo a ser compensado pelo MRE.

A ABRAGE sugeriu um novo mecanismo de ajuste nas regras de comercialização da CCEE, no qual os consumidores arcariam com os custos referente à baixa geração hídrica, devido ao despacho das térmicas fora da ordem de mérito. Assim como a sugestão apresentada pela APINE, para esta associação os consumidores devem arcar com esses

[61] Carta PRE 352/2014.

[62] Vertimento Turbinável: Quantidade de água que passa pelos vertedouros, quando o reservatório se encontra cheio, mesmo com capacidade de geração disponível, porém sem demanda suficiente para absorver essa geração.

custos por serem os beneficiários da segurança energética através do despacho dessas térmicas.

4.4. Principais Aspectos e Considerações Finais do Capítulo 4

Este capítulo abordou o cenário de baixa hidrologia vivida pela Brasil entre os anos de 2012 a 2015. A situação hídrica mais crítica foi verificada nos anos de 2014 e 2015, que apresentaram, respectivamente, o 10° e o 8° piores anos do histórico de vazões do SIN. Essa conjuntura impactou significativamente o nível dos reservatórios do sistema, que atingiu em novembro de 2014 apenas 19,5% de toda a capacidade de armazenamento do SIN. Este valor foi inferior ao pior nível observado durante o racionamento de 2001, de 23,9% em setembro deste ano.

Para garantir a segurança do abastecimento e atender à demanda do sistema foi necessário aumentar de forma expressiva o despacho das usinas térmicas. Neste período, o CMSE decidiu despachar usinas térmicas fora da ordem de mérito, por motivos de segurança energética e para não deplecionar ainda mais o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Esse cenário elevou o CMO, que atingiu valores superiores ao primeiro patamar do custo do déficit, e, consequentemente, contribuiu para que o PLD atingisse seu valor máximo. Outra situação decorrente do período de hidrologia adversa foi o déficit da geração hídrica, que culminou na permanência do GSF abaixo de 1 por três anos consecutivos. O valor anual médio deste fator não era inferior a 1 desde a reestruturação do setor elétrico ocorrida em 2004.

A combinação do PLD em patamares elevados e do GSF inferior a 1 impactaram negativamente o caixa das empresas de geração hídrica. As usinas hidrelétricas participantes do MRE, tiveram suas garantias físicas ajustadas pelo GSF e, dependendo do nível de contratação da usina, ficaram expostas ao mercado *spot* por não conseguirem cumprir com seus contratos de venda de energia.

Assim, mesmo com a redução do valor teto do PLD, que contribuiu para a diminuição do impacto negativo no caixa dos geradores hídricos, estes se manifestaram a fim de propor um mecanismo que transferisse o risco hidrológico para o consumidor sem que houvesse

nenhuma contrapartida. De acordo com os geradores, a adoção do mecanismo proposto era necessária, pois o cenário de déficit hídrico em questão não seria inerente apenas à hidrologia adversa, mas a questões externas e sem a possibilidade de serem previstas.

5. ANÁLISE CRÍTICA DO PROCESSO DE REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Este capítulo tem o objetivo de expor o desenvolvimento das negociações e a solução proposta para a repactuação do risco hidrológico. Será apresentada a evolução do posicionamento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que debateu o tema durante cinco meses em quatro fases da Audiência Pública n° 32/2015, juntamente com o entendimento do Ministério de Minas e Energia (MME) sobre o problema do déficit hídrico e a edição da Medida Provisória 688/2015. Pretende-se, ainda, analisar o processo de repactuação do risco hidrológico a partir da atuação dos grupos de interesses.

5.1. Negociações e Propostas para a Repactuação do Risco Hidrológico

Esta seção apresenta a evolução das negociações sobre a repactuação do risco hidrológico. Primeiramente, destaca-se o posicionamento da ANEEL sobre tema, seguido da manifestação dos geradores hídricos diante do posicionamento da agência, que culminou na edição da Medida Provisória 688/2015, convertida na Lei n. 13.203/2015. Por fim, discorre sobre o desenvolvimento das propostas de repactuação do risco hidrológico até a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 684/2015.

5.1.1. Posicionamento da ANEEL sobre o Déficit de Geração Hídrica

Em 28 de maio de 2015, a ANEEL abriu a Audiência Pública n° 32/2015 para obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do *Generation Scaling Factor* (GSF). O Voto do Diretor-Relator juntamente com a Nota Técnica n° 38/2015-SRG-SEM/ANEEL, trouxeram uma análise da agência reguladora sobre o déficit de geração hídrica e sobre as propostas apresentadas pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) e pela Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE) sobre um mecanismo para mitigação do deslocamento de geração hídrica em função do despacho térmico fora da ordem de mérito.

A agência reguladora iniciou sua análise com uma explanação completa sobre o conceito de risco hidrológico. Este é definido como:

> [...] incerteza decorrente da inerente variação da geração da fonte hidráulica, que por sua vez está fortemente vinculada ao comportamento pluviométrico, determinante para que se afira a afluência das bacias hidrográficas e o consequente armazenamento dos reservatórios (ANEEL, 2015, p.2)[63] .

A administração desse risco pode ser observada sob, pelo menos, três óticas. A primeira é a partir da expansão do sistema elétrico, cujo risco pode ser mitigado pelo aumento da participação de outras fontes de geração na matriz elétrica, além da possibilidade de se definir a garantia física das usinas de forma conservadora, ou seja, com o lastro bem abaixo da potência instalada. Outra possibilidade de gestão do risco hidrológico é através da operação do sistema elétrico, com a escolha da melhor forma de despacho observando todas as fontes disponíveis, os custos envolvidos e a segurança que elas trazem ao sistema. E, por fim, o risco pode ser mitigado sob a ótica empresarial, já que este agente não tem gerência sobre a expansão e operação do sistema, ele administra o risco hidrológico de forma comercial, com preços, prazos e condições contratuais.

Na análise técnica sobre quais razões culminaram no déficit de geração hídrica em relação à garantia física das usinas, a ANEEL retorna aos conceitos de operação do sistema e do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Como explanado na seção 3.1, o setor elétrico brasileiro tem uma característica hidrotérmica, na qual uma decisão ótima individual de geração pode não corresponder à melhor opção global para o sistema.

Assim, para que haja uma otimização desta operação, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável por gerenciar o despacho do Sistema Interligado Nacional (SIN). Por sua vez, o MRE, detalhado no item 3.3, é um mecanismo de compartilhamento de risco, no qual, independentemente da quantidade de energia gerada pela usina hidrelétrica, o gerador receberá uma parcela de energia proporcional à sua garantia física, podendo este valor ser positivo ou negativo. Após conceituar estes aspectos do setor elétrico brasileiro, a agência apresenta a análise sobre o déficit da geração hídrica, com todos os dados da conjuntura setorial, a qual foi apresentada no item 4.1.

---

[63] NT 38/2015 – GSF (ANEEL, 2015, pp. 2)

Assim, conhecendo a operação do sistema, em situações de baixa hidrologia é esperado que a geração a partir de fontes hidráulicas seja menor, a fim de preservar o nível dos reservatórios. Consequentemente, há aumento da demanda pelo despacho das usinas térmicas para atender a carga do sistema. A ANEEL conclui, portanto, que o cenário do GSF inferior a 1 tem estreita relação com a hidrologia adversa vivida entre 2014 e 2015, sendo o MRE deficitário resultado das baixas afluências, ou seja, situação denominada como risco hidrológico.

5.1.1.1. Resposta às Geradoras sobre a Origem do Déficit Hídrico

Para as associações de geradores hídricos, no entanto, a situação não seria apenas devido ao risco hidrológico, conforme as cartas enviadas para a ANEEL e detalhadas no item 4.1.1. Verificou-se que para a APINE e a ABRAGE o déficit da geração hídrica não era resultado apenas de fatores hidrológicos, mas também de aspectos políticos e operacionais relacionados ao sistema elétrico brasileiro, como: (i) aumento da participação de fontes diversas na matriz elétrica de geração; (ii) aumento da energia de reserva; (iii) despacho fora da ordem de mérito; (iv) incentivo à redução do consumo; e (v) importação de energia e despacho da UTE Uruguaiana.

No entanto, a ANEEL apresentou uma posição contrária e firme sobre os motivos apresentados pelas associações, as quais caracterizaram a situação como não sendo de origem hídrica. Estas informações estão sumarizadas na tabela 3 que contém o posicionamento da APINE e ABRAGE, bem como a visão da agência reguladora sobre cada um dos pleitos.

Tabela 3 - Resposta da ANEEL sobre os motivos para déficit da geração hídrica

APINE / ABRAGE: Fatores para Déficit de Geração Hídrica	RESPOSTA DA ANEEL
1 - Mudanças na matriz elétrica: (i) Desde 2005 os resultados dos leilões mostram diversificação da matriz elétrica. (ii) Aumento da Energia de Reserva.	Mesmo com a diversificação da matriz elétrica, não se comprova que isso tenha ocasionado o GSF<1, visto que desde 2005 isto ocorreu apenas a partir de 2014. Além disso, há mecanismos de indicativos futuros de mudança da matriz como: PDE, PEN e os leilões que são realizados com até 5 anos de antecedência da entrega da energia.
2 - Geração termelétrica fora da ordem de mérito	ONS tem respaldo legal para acionar térmicas fora da ordem de mérito de custo econômico quando os níveis de armazenamento dos reservatórios são considerados baixos.
3 - Redução do Consumo: Programa do governo federal, junto com a ANEEL e as distribuidoras, que teve início em 2015, incentivando a redução do consumo de energia elétrica.	Desde 2000 existe o programa de Eficiência Energética das Empresas de Distribuição (Lei n. 9.991 de 24/07/00). Desde 2001 - Política Nacional de Conservação do Uso Racional de Energia (Lei n.10.295 de 17/10/01 - Decreto n. 4.059 19/12/01). Desde 1985 - Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL). Regulação por incentivos da ANEEL, com foco na redução de perdas é um fator que contribui para a diminuição da carga. Além do consumidor ter direito a ser orientado quanto ao consumo eficiente e ao não desperdício de energia (Anexo IV da REN 414/2010).
4 - Despacho da UTE Uruguaiana e da Importação de energia da Argentina	A importação de energia da Argentina e a geração da UTE Uruguaiana estão previstas há anos, uma vez que suas disponibilidades máximas são consideradas na configuração termelétrica do SIN e, apesar das respectivas disponibilidades terem sidos anuladas nos modelos de otimização a partir de 2006 e 2008, respectivamente, a programação temporária dessas gerações sempre foi possível.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da NT n° 38/2015 – SRG-SRM/ANEEL

É possível identificar de forma clara o posicionamento contrário da ANEEL sobre todos os pontos elencados. Ao detalhar o funcionamento do setor elétrico brasileiro e trazer respaldo legal para contestar todos os pontos levantados pelas associações de geradores, a agência conclui que o déficit da geração hídrica tem origem unicamente da hidrologia adversa vivida, principalmente, nos anos de 2014 e 2015.

5.1.1.2. Impacto Econômico-Financeiro do Risco Hidrológico

Na Nota Técnica n° 38/2015-SRG-SEM/ANEEL, a ANEEL também analisou o aspecto econômico-financeiro do GSF inferior a 1. Primeiramente, em sua avaliação, a agência destacou que mesmo se o resultado do MRE for positivo em um determinado ano, ele pode gerar algum prejuízo para os geradores, pois este resultado não é uniforme durante todos os meses. Além disso, o resultado do MRE para cada usina pode ser impactado pela sazonalização[64] da sua garantia física e pela alternância climática devido as estações do ano. Ou seja, o MRE do mês pode ser positivo ou negativo, dependendo da estratégia individual dos agentes e do regime hidrológico.

Um segundo ponto sobre o impacto financeiro a ser observado é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), valor cujos resultados físicos do MRE são valorados. Esse preço também varia mensalmente e tem uma relação inversa ao regime hidrológico, ou seja, em períodos com grande volume de chuvas, o PLD é baixo, enquanto hidrologias ruins resultam em um PLD elevado. Assim, quanto menor a oferta de geração hídrica maior será o preço, sendo que esta relação é natural e já esperada pelos agentes[65]. Desta forma, a agência afirma que os riscos de sobra ou déficit de energia no MRE são assimétricos.

Entretanto, os agentes podem mitigar esse risco através da quantidade de garantia física comercializada, juntamente com a sazonalização deste montante ao longo do ano, de modo a minimizar as perdas financeiras e aumentar os ganhos potenciais. Os geradores podem, ainda, adotar estratégias de diversificação de fontes, clientes e modalidade de contrato, além de mecanismos de *hedge* como forma de gestão do risco de geração, ou seja, estes agentes têm a possibilidade de administrar uma margem de segurança. Para a ANEEL a relação contratual de compra e venda de energia, nada mais é do que uma alocação de risco entre as partes. Este entendimento está destacado na Nota Técnica n° 38/2015-SRG-SEM/ANEEL:

> Um agente de geração mais avesso ao risco, por exemplo, pode exigir contratos de venda mais curtos para possuir maior flexibilidade de gestão ou pode optar deliberadamente por deixar parte de sua energia descontratada para não se expor aos efeitos de períodos de crise

[64] Sazonalização da garantia física: Processo de distribuição do volume de energia anual para os meses do ano.

[65] Conforme já detalhado no capítulo 3 desta dissertação, que apresenta a operação física e o funcionamento do mercado de energia elétrica.

> hidrológica. Essa postura mais avessa reduz a receita esperada, não obstante crie maior previsibilidade de despesas.
>
> Por outro lado, uma postura de apetite ao risco induziria a uma venda maior, menor flexibilidade e deveria ser acompanhada de maior preço, assumindo que a premissa de maximização de lucro é aplicável a qualquer decisão de negócios. A receita esperada seria maior em compensação a uma queda na previsibilidade das despesas e, portanto, dos resultados. (p. 13)

A agência reguladora ainda faz um exercício mostrando qual seria o resultado financeiro anual de uma empresa em uma situação de déficit hídrico nos oito primeiros meses do ano. A ANEEL compara duas situações: (i) empresa que comercializa a totalidade da sua garantia física; (ii) empresa que não comercializa totalidade de sua garantia física. A empresa que vende a totalidade de sua garantia física apresenta prejuízo no resultado consolidado do ano, enquanto a empresa que opta por deixar uma parte da sua energia descontratada apresenta resultado financeiro positivo.

Dessa forma, a ANEEL questiona se há sentido em separar o risco hidrológico das demais decisões dos agentes. As associações de geradores hídricos alegavam que haveria garantia para limitar o risco em função do GSF inferior a 1, porém o órgão regulador destacou que não haveria previsão contratual para tanto. E, ainda que a limitação do risco fosse uma premissa, situação que a área técnica da ANEEL destacou ser contrária, isso não inviabilizaria a operação do sistema. Além disso, aferir o risco hidrológico de forma isolada só seria possível ao separar a estratégia comercial do agente, e isso só poderia ser feito observando individualmente caso a caso.

Contestou-se, ainda, o valor do impacto financeiro negativo apresentado pelos geradores em seus pleitos. As associações de geradores hídricos alegavam que o déficit da geração hídrica apenas para o ano de 2014, cujo GSF foi de 0,91, havia acarretado em um custo de R$ 18,5 bilhões e que para o ano de 2015 esse resultado poderia ser pior, mesmo com redução do teto do PLD. A agência reguladora mostrou que este valor seria irreal, visto que: (i) para a usina de Itaipu e usinas cotistas[66],o risco hidrológico já é de responsabilidade do consumidor; (ii) a UHE de Jirau esteve amparada por liminar em 2014 e seus resultados foram repassados para os consumidores; e (iii) há diversos agentes

[66] Renovadas nos termos da Lei n° 12.783/2013.

hídricos que negociaram sua energia no mercado *spot* e, por isso, apresentaram perfil de geração positivo.

Porém, sendo conservadora na análise, a agência apurou apenas os valores dos perfis de geração deficitários, juntamente com o montante de déficit da UHE de Jirau[67] em 2014. Esta apuração da ANEEL resultou em um montante de R$ 9 bilhões, ou seja, inferior ao valor apresentado pelas associações de geradores hídricos. Caso o valor de R$ 18,5 bilhões fosse aceito para fins de repactuação, isso contribuiria para um incremento de até R$ 11,1 bilhões[68] nos resultados das empresas de geração.

Ressaltou-se, ainda, que considerando o fluxo de caixa de longo prazo desses geradores, haveria a viabilidade econômica de absorver esses prejuízos que seriam diluídos ao longo da concessão. Todas as estratégias de gerenciamento de risco adotadas pelos agentes, podem ser notadas pelo resultado das principais geradoras do país em 2014, com lucro líquido que somam R$ 7,3 bilhões, mesmo com o impacto negativo derivado do déficit de geração hídrica.

As análises apresentam que não é possível comprovar que a baixa hidrologia traria problemas conjuntarias generalizados que inviabilizasse o setor de geração hidrelétrica no Brasil e que existem alternativas de mercado para solucionar esta situação sem que seja necessário a intervenção regulatória. Além disso, a ANEEL salientou que o MRE " [...]serve ao compartilhamento do risco hidrológico e não à sua total mitigação, haja vista que para determinadas situações ele é insuficiente para atender todos os compromissos dos geradores hidráulicos[...]" (ANEEL, NT 38/2015), conforme consta no relatório que subsidiou a criação do MRE[69].

---

[67] Ressalta-se que decisão da ANEEL prevê que o concessionário da UHE de Jirau reverta aos consumidores os valores pagos, de modo que é possível que o déficit apontado tenha efeitos para o caixa da usina e desonere economicamente o seguimento de consumo (NT 38/2015 – ANEEL).

[68] Descontados a incidências de PIS/COFINS, IRPJ e CSLL para serem convertidos em Lucro Líquido.

69 COOPERS & LYBRAND et alli (1997), Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro: Relatório Consolidado Etapa IV-1 –Junho 1997¬MME/SEM/ELETROBRÁS

5.1.1.3. Resposta às Geradoras sobre a Proposta de Mitigação do Risco Hidrológico

A proposta de mitigação apresentada pela APINE, de maneira sumarizada, previa que o consumidor arcasse com o déficit hídrico do MRE e, em contrapartida, em momentos de geração acima da garantia física das usinas receberia a energia secundária. A ANEEL teve um posicionamento claro e contrário a esse mecanismo, visto que ele não equilibraria as relações entre as partes envolvidas e traria ônus ao consumidor, conforme parágrafo 151 da Nota Técnica 38/2015:

> [...] esse mecanismo certamente seria desfavorável ao consumidor, na medida em que o GSF menor de com 1 está relacionado a preços altos, enquanto que a secundária está associada ao período de baixo PLD. Ou seja, a proposta prevê uma equivalência em energia sem considerar que o valor da energia varia no tempo, em função, justamente, das condições hidrológicas. (p. 28)

Outro ponto destacado sobre a proposta da APINE é a falta de sustentação legal para sua implementação, visto que, de acordo com o Art. 20 do Decreto n° 2.655/1998, apenas participam do MRE as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos. O decreto não traz nenhum entendimento sobre a possiblidade de limitação desse risco e nem a assunção de que ele seja transferido para os consumidores, isto se caracterizaria como quebra de contrato, já que nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por quantidade os riscos hidrológicos são assumidos pelos agendes vendedores, conforme Inciso II do §1° do art. 28 do Decreto n°5.163/2004.

A proposta apresentada pela ABRAGE, também previa a transferência do risco hidrológico e a exposição dos geradores ao mercado de curto prazo para o consumidor. As duas associações estariam, assim, garantindo um ganho econômico para os geradores hidrelétricos. A legislação, porém, prevê a modalidade do CCEAR por disponibilidade, no qual o risco hidrológico é suportado pelos consumidores, juntamente com o risco das usinas cotistas e da UHE Itaipu.

Assim, com todos os argumentos apresentados na Nota Técnica 38/2015, a ANEEL negou os pedidos apresentados pelas associações. Concluiu que uma possível solução seria não transferir todo o ônus para o consumidor, haveria de ser uma alternativa que neutralizasse

o ônus com um benefício futuro, uma contrapartida que equiparasse uma ajuda ocasional aos geradores hídricos.

5.1.1.4. ANEEL e as Possíveis Soluções para a Conjuntura de Baixa Hidrologia

As análises realizadas pelo órgão regulador destacam que não haveria como comprovar que a hidrologia adversa seria um problema conjuntural no setor, que inviabilizaria a geração hídrica no país. Assim, seria importante um realinhamento de expectativas dos agentes, para que estes incorporem em suas futuras análises a possibilidade de anos com GSF inferior a 1, juntamente com uma sinalização regulatória sobre uma nova perspectiva de risco do negócio a partir da redefinição de preços de novos ativos de geração hídrica.

Para a ANEEL essa nova sinalização poderia ocorrer através de três direcionamentos não excludentes. O primeiro seria o aumento do preço teto dos leilões de energia nova, proveniente de empreendimentos hidrelétricos, partindo do princípio de mudança de expectativas quanto ao risco assumidos *ex-ante* em seus projetos. Isto evitaria a falta de interesse dos agentes nos leilões de energia, devido à nova perspectiva de risco sobre o preço ofertado, permitindo que os agentes incorporem seu aprendizado sobre o cenário de baixa hidrologia nos novos preços ofertados para venda de energia. A ANEEL sinaliza esta alternativa como a menos intervencionista visto que apenas haveria um ajuste dos preços de oferta dos leilões.

O segundo direcionamento seria limitar o risco hidrológico de novas usinas hidrelétricas, com a definição de uma nova matriz de risco. Isso evitaria o aumento de preços, mas ensejaria mudanças na alocação de risco vigente entre agentes vendedores e consumidores. Para tanto seria necessária revisão e modificação dos contratos de venda de energia de fonte hidráulica, que limitaria as obrigações dos vendedores e transferiria o risco para o comprador. Isso seria possível, por exemplo, através da licitação dos empreendimentos hídricos na modalidade de disponibilidade, essa alternativa evitaria o impacto do aumento de preços, mas excluiria a estratégia de ganho comercial dos agentes e, consequentemente, uma possível diminuição de interesse no negócio.

Por fim, o terceiro direcionamento seria criar um mecanismo institucionalizado para mitigar os riscos dos contratos vigentes sendo, também, considerado para os novos

contratos. Este visaria, portanto, a resolução do problema hídrico em si, indicando que os contratos não são absolutos e podem ser flexibilizados, de forma que a solução convergisse para o interesse público de continuidade dos serviços públicos, bem como o interesse privado de ganhos compatíveis com suas expectativas. Dentre as alternativas apresentadas, a agência reguladora destaca esta como sendo a mais complexa para implementação, devido à grande assimetria de informação entre os agentes regulados e os formuladores de políticas públicas. A ANEEL deixa claro na Nota Técnica 38/2015, que essa assimetria de informação pode acarretar os seguintes comportamentos:

(i) *Rent-Seeking*: Agentes hídricos pressionam o governo para que haja uma solução intervencionista, mas na realidade a solução governamental seria desnecessária e somente contribuiria para alavancar os resultados econômicos dos agentes geradores;

(ii) Risco Moral: existe o interesse por parte de todos os agentes pelo recebimento de eventual ajuda governamental, assim todos apresentariam a situação de crise como impossível de ser solucionada, mesmo que houvesse solução a mercado ou os efeitos da crise fossem suportáveis.

(iii) Seleção Adversa: A institucionalização de um mecanismo de socorro poderia atrair agentes oportunistas e imprudentes, amparados pela expectativa de serem salvos quando adotarem estratégias excessivamente agressivas que podem resultar em perdas significativas.

A agência salienta que, qualquer um dos três direcionamentos para solucionar a questão sobre o déficit da geração hídrica implicaria em um ônus para o consumidor. A escolha seria sobre a intensidade do ônus alocado em termos financeiros e intertemporal. Como as duas primeiras alternativas são competências do Poder Concedente, caberia à ANEEL estudar soluções economicamente neutras para a terceira alternativa, como a criação de um mecanismo institucional para mitigar o risco dos contratos vigentes.

5.1.1.5. Resultado da Primeira Fase da Audiência Pública

O resultado da primeira fase da Audiência Pública n° 32/2015, com a análise das contribuições apresentadas pelos agentes ocorreu apenas em 05 de agosto de 2015. Neste momento, a Medida Provisória 688/2015 ainda não havia sido editada, mas com a sinalização dada pelo governo de que haveria uma proposta para solucionar o problema, detalhada no item 5.1.3, a ANEEL apresentou um posicionamento menos rígido levando em consideração alguns fatores para implementar uma solução ao déficit da geração hídrica.

A análise das contribuições está presente na Nota Técnica n° 134/2015-SRM/SRG/ANEEL. Esta fase da audiência pública recebeu 28 contribuições, apresentadas por geradores, associações, consumidores e academia. A agência ratificou sua posição de que a evolução de outras fontes da matriz elétrica, que não a hídrica, não é algo que tenha acarretado o *Generation Scalling Factor* (GSF) atingir valores inferiores a 1.

Além disso, destacou que a limitação do teto do PLD, no início de 2015, contribuiu para mitigação do risco financeiro atrelado ao déficit de geração hídrica. O posicionamento da agência é de que os geradores dispunham de elementos suficientes para perceber o risco máximo ao qual estariam sujeitos, cabendo a cada um ponderar essas informações em sua tomada de decisão, como destacado no seguinte argumento: “Independe da probabilidade atribuída a cada cenário crítico, entendemos que não deve prosperar a tese de que seria impossível estimar a probabilidade de ocorrência de cenários semelhantes ou piores que o atual” (NT 134/2015- ANEEL, p.11).

Lembrou, ainda, que nem os seguimentos que são regulados tem garantia de lucro, sem que haja qualquer flexibilização de regras para recuperar eventuais resultados desfavoráveis oriundos de gerenciamentos falhos. Por isso, não haveria motivo algum para flexibilização das regras para as usinas que gozam do regime de competição.

Outro ponto discutido foi a questão sobre a decisão de decretar um racionamento, a ABRAGE em sua carta destacou que um racionamento deveria ter sido decretado, sendo esta a melhor alternativa para os geradores, pois o montante de energia dos CCEARs por quantidade também poderia ser reduzido na mesma proporção que a redução da carga.

Entretanto, a contribuição da Elektro mostrou que os geradores hídricos continuariam expostos ao GSF, visto que um eventual racionamento mitigaria apenas a parcela dos contratos por quantidade. A ANEEL apresentou, então, uma análise numérica comprovando este argumento[70].

Devido à articulação dos geradores hídricos junto ao MME e a sinalização de que haveria uma intervenção por parte do governo federal com intuito de solucionar o problema, mesmo com o posicionamento contrário aos argumentos e proposta dos geradores, a ANEEL iniciou estudos sobre uma medida de repactuação de risco que fosse neutra. E concluiu na Nota Técnica n° 134/2015-SRM/SRG/ANEEL:

> Seja por precificação equivocada ou por comportamento estratégico dos agentes, é melhor repactuar a alocação do risco do que deixar os geradores apenas com o bônus das flutuações hidrológicas. Repassar os efeitos decorrentes do risco hidrológico apenas quando danosos é realocar prejuízo, sem resolver adequadamente o problema de incapacidade preditiva alegado pelos agentes. Repactuar a alocação do risco, por outro lado, é uma medida mais robusta para evitar rediscussões, havendo contrapartida ao consumidor, que suportaria não só eventuais resultados negativos, mas também se beneficiaria dos resultados positivos.
>
> Dentre as alternativas de repactuação, entendemos que a solução mais completa é a contratação da fonte hidráulica alocando o risco hidrológico ao consumidor, tanto para a capacidade incremental quanto para a existente, nesse caso com a contrapartida de redução de preço. Assim, os agentes já contratados teriam uma opção de saída da posição de gerenciamento de risco e o consumidor teria a segurança de não ser mais exposto a tentativas de alocação do risco hidrológico apenas em sua manifestação onerosa. Essa alternativa tem ainda a vantagem de poder ser tratada por regulação da ANEEL. (p. 29)

Assim, a agência decidiu enviar um ofício ao MME com a sugestão de que os novos CCEAR de fontes hidráulicas contivessem clausula de alocação do risco hidrológico ao consumidor, bem como a contrapartida do gerador através da diminuição do preço dos contratos de venda de energia. e, também, que a possibilidade de aditamento desses contratos fosse realizada mediante audiência pública.

[70] Detalhes disponíveis na NT 134/2015 – SRM/SRG/ANEEL, de 05/08/2015.

5.1.2. Manifestação dos Geradores Frente ao Posicionamento da ANEEL

Os geradores hídricos ficaram muito insatisfeitos com a posição da ANEEL sobre a conjuntura do déficit hídrico e com a negação da criação dos mecanismos propostos pela APINE e ABRAGE. O posicionamento da agência reguladora era muito claro, ela não era favorável a intervenções regulatórias sobre o tema em questão, entretanto estava aberta a estudar alternativas para soluções do problema.

Diante dessa expectativa, os agentes geradores optaram por outros meios para atingir seus objetivos. Primeiramente decidiram ajuizar ações na justiça contra o pagamento do déficit da geração hídrica resultado do GSF inferior a 1, que resultou em liminares que os eximiam desse pagamento. E, concomitantemente, começaram a se articular com o MME de modo a sinalizar que a situação era insustentável e que uma intervenção sobre o risco hidrológico era de extrema necessidade.

As liminares obtidas na justiça eram de diversos cunhos, principalmente sobre os limites de GSF a serem absorvido pelos geradores hídricos. Esses limites variavam desde 5%, 10% e até transferência total do risco hidrológico e do custo da liquidação no mercado de curto prazo para o consumidor. Todas essas liminares culminaram no aumento da inadimplência na liquidação do mercado *spot* a partir de junho e, de acordo com a ANEEL, nesse mês o valor das exposições foram da ordem de R$ 567 milhões (ANEEL, 2015b).

Os geradores não hídricos também começaram a entrar com pedidos de liminares para eximi-los da obrigação de divisão da inadimplência. Consequentemente, o elevado número de liminares concedidas paralisou a liquidação do mercado de curto prazo desde setembro de 2015. De acordo com a CCEE (2015a), neste mês os pagamentos envolviam um montante em torno de R$ 4,2 bilhões e, como não foi possível arrecadar todo esse valor, a liquidação financeira do mercado foi paralisada.

Esta manobra utilizada pelos geradores aconteceu em um período crítico no setor. Situação de um iminente racionamento de energia, agregado a intervenções por parte do Governo Federal no setor elétrico, principalmente com a edição da Medida Provisória n° 579/2012, convertida na Lei n° 12.783/2013.

Esta medida alterou uma questão fundamental do modelo do setor elétrico, a qual transformou geradoras que teriam seus contratos vencidos entre 2015 e 2017 em usinas cotistas, as quais teriam preços regulados e seriam remuneradas pelos custos de operação e manutenção somadas à uma receita de operação desses ativos. Esta intervenção modificou o princípio no qual a atividade de geração no setor elétrico brasileiro, a partir de sua reestruturação, seria concorrencial, ou seja, uma atividade que dispunha de livre negociação de preços, passou a ter algumas usinas com tarifas reguladas.

Esta intervenção, intensificou o comportamento oportunista dos agentes, acarretando em sua demanda por ter o risco hidrológico regulado com objetivo de transferir o custo deste risco para o consumidor. Assim, levaram seus pleitos ao MME e conseguiram uma manifestação favorável, o que culminou na edição de mais uma medida provisória, a Medida Provisória n° 688/2015, posteriormente convertida na Lei n ° 13.203/2015.

5.1.3. Posicionamento do Governo e Edição da MP 688

Com o posicionamento da ANEEL, os agentes do setor de geração hídrica recorreram a conversas com o governo federal, que preocupado com os impactos para o setor decidiu editar a Medida Provisória n° 688 de 18 de agosto de 2015[71], que dispôs sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica e instituiu a bonificação pela outorga. Visto o objetivo e o escopo desta dissertação, será discutida apenas questão sobre a repactuação do risco hidrológico.

A exposição de motivos[72] da referida medida provisória, apresentou o cenário de déficit de geração hídrica, detalhado no item 4.1. Destacou que essa situação adversa culminou em ações determinadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que impactaram o despacho do SIN, bem como as decisões de operação do ONS e resultaram na redução expressiva do GSF. Consequentemente, a diminuição deste fator afetou

[71] Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei n° 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei n° 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética.
[72] EMI n° 00023/2015 MME AGU MF

negativamente os agentes de geração hídrica que, por não conseguirem honrar seus contratos de venda de energia, ficaram expostos ao PLD no mercado de curto prazo.

Assim, como apresentando no item 5.1.2, diversos agentes optaram por recorrer à justiça, a fim de conseguirem liminares que os eximissem do pagamento de suas exposições no Mercado de Curto Prazo (MCP), devido ao deslocamento do GSF. Como destacado na exposição de motivos, essa situação levou à paralização da contabilização e liquidação do mercado *spot*.

A paralização da contabilização e liquidação do mercado de curto prazo em 2015 foi comparada com uma situação semelhante que ocorreu antes da implantação do novo modelo de 2004, na qual 7% dos agentes do, então, Mercado Atacadista de Energia (MAE)[73] entraram com liminares que suspenderam a liquidação do setor. Esta situação trouxe graves consequências ao setor elétrico, resultando inclusive na extinção do MAE.

Em 2015, até a data da edição da Medida Provisória nº 688/2015, 23% dos agentes da CCEE já haviam entrado com liminares, o que poderia culminar em consequências mais drásticas para o setor elétrico do que a vivenciada pelo MAE. Desta forma, a exposição de motivos coloca este cenário como a principal justificativa para a urgência da medida provisória.

A MP foi convertida na Lei n°13.203, de 08 de dezembro de 2015, a qual alterou dispositivos da legislação vigente até então, para garantir amparo legal para a repactuação do risco hidrológico com anuência da ANEEL. Conforme o Art. 1°, o risco hidrológico poderá ser repactuado mediante um prêmio de risco a ser pago pelos geradores hídricos.

> "Art. 1° O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismos de Realocação de Energia – MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com efeitos a partir de 1° de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica."

Para a repactuação do risco foram elaboradas duas soluções, uma para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e outra para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os contratos no ACR poderão ser repactuados mediante o pagamento de um prêmio de risco

[73] As funções que era do MAE hoje são da CCEE (explicar melhor)

por parte dos geradores, em favor da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT)[74]. Além disso a CCRBT terá o direito sobre a liquidação da energia secundária, bem como a obrigação de pagamento quando o GSF for menor do que 1, sendo que está energia deve ser liquidada no MCP.

O ressarcimento dos agentes referente ao deslocamento de geração hídrica em 2015, será através da postergação do pagamento do prêmio de risco, contrapartida dos agentes para que haja a repactuação do risco hidrológico. O valor a ser ressarcido será calculado a partir da diferença entre o montante referente ao déficit de geração hídrica e o somatório da liquidação da energia secundária com o prêmio de risco. Caso o prazo do contrato de venda de energia do gerador não seja suficiente para esta compensação será possível duas alternativas que contam no inciso I e II do § 2° do Art. 1°:

> I – extensão do prazo das outorgas vigentes com base nos preços contratados e compatível com o ressarcimento de que trata este parágrafo, limitado a quinze anos, com direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulado coincidente com a extensão de prazo da outorga, mantidas as condições contratuais vigentes, ressalvada a repactuação do risco hidrológico; e
>
> II – extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este parágrafo, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

Já no ACL, a repactuação é possível mediante o pagamento de prêmio de risco no valor de R$ 10,50/MWh[75], o qual assume os direitos e obrigações relacionados à capacidade existente da energia de reserva, no valor de mínimo de 5% de sua garantia física. Este montante será destinado para a Conta de Energia de Reserva (CONER). Sendo possível, também a contratação de reserva de capacidade de geração em leilões específicos para mitigar o risco hidrológico, ressarcida através de prorrogação do prazo das concessões vigentes, limitados a quinze anos, cujos custos serão divididos entre os usuários finais da energia de reserva do SIN.

O preço máximo para a energia contratada nos leilões de reserva de capacidade será o valor do prêmio de risco de R$ 10,50/MWh, sendo o início do suprimento em 1° de

---

[74] A Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras) foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e tem como finalidade administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL.

[75] Valor atualizado pela ANEEL pela variação do IPCA, publicado no IBGE.

janeiro de 2019. Assim como no ACR, os agentes com contratos no ACL serão ressarcidos da diferença entre o deslocamento da geração hídrica e a soma da energia de reserva com o prêmio de risco, através dos dispositivos que constam no Incisos I e II do § 6° do Art. 1°:

> "I – extensão de prazo da outorga vigente, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia; e
>
> II – direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulada, coincidente com a extensão de prazo da outorga vigente, limitada a quinze anos, a preços e condições a serem estabelecidos pela ANEEL"

A ANEEL é a responsável por definir os valores de prêmios de risco, bem como os preços de referência, taxas de descontos e a extensão do prazo de concessão vigente. Além disso, a agência reguladora também é responsável pela revisão de todos esses valores caso a revisões ordinárias de garantia física resultem na alteração da garantia física utilizada como base de cálculo para a repactuação do risco hidrológico.

Outro ponto fundamental é que a repactuação do risco hidrológico dos agentes só seria possível mediante a desistência das ações judiciais. Com esta medida seria possível destravar as operações de liquidação e contabilização da energia no mercado *spot*, de forma a reequilibrar o setor de energia elétrica e evitar danos futuros. Esta contrapartida dos agentes está prevista no § 10º do Art. 1°, com a seguinte redação:

> "§ 10. O agente de geração que possuir ação judicial em curso na qual requeira isenção ou mitigação de risco hidrológico relacionados ao MRE deverá, como condição para valer-se da repactuação prevista no caput, desistir da ação judicial e renunciar a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a referida ação, protocolando requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação. "

Assim, pode-se destacar que a principal modificação trazida por esta lei, foi a alteração dos contratos por quantidade no qual, conforme estabelecido na lei 10.848, o risco hidrológico seria de responsabilidade do gerador. Com a nova lei, ele poder ser transferido para o consumidor, de acordo com os dispositivos já discorridos.

5.1.4. Evolução das Negociações e Proposta Final de Repactuação

As propostas para a repactuação do risco hidrológico apresentadas pela ANEEL, começaram a ser desenhadas a partir da segunda fase da Audiência Pública n° 32/2015 e, consequentemente, da edição da Medida Provisória 688/2015. Foi um longo processo de discussão e negociações, que teve início em agosto de 2015 e terminou apenas em dezembro do mesmo ano.

A Nota Técnica 146/2015-SRM/SRG/ANEEL, de 12 de agosto de 2015, balizou a segunda fase da referida audiência pública, cujo objetivo era fundamentar uma proposta de metodologia que definisse um prêmio de risco a ser pago pelos geradores hídricos, mediante redução do preço da energia, para transferir o risco hidrológico dos contratos regulados vigentes para os consumidores. Entretanto, esta nota técnica foi elaborada cinco dias antes da publicação da Medida Provisória e, por este motivo, alguns pontos não abordaram ou divergiram de aspectos trazidos por esta medida.

Inicialmente, a ANEEL havia previsto a repactuação do risco hidrológico apenas para o ACR, pois até aquele momento era o que o aparato regulatório permitia a agência realizar. Sua área técnica destacou que o novo mecanismo deveria ser aplicado apenas a partir de 2016, sem a possibilidade de repactuar as perdas do ano de 2015, a fim de evitar alocação de prejuízos e minimizar a seleção adversa dos agentes optantes. Além disso, retificou seu posicionamento de que esse risco só seria assumido pelos consumidores através da neutralização do seu impacto, diferente das propostas trazidas pela APINE e ABRAGE.

Ademais, destacou um ganho qualitativo na possibilidade de repactuar os contratos, pois independentemente da adesão dos geradores, esta alternativa evitaria comportamentos estratégico de agentes que buscassem ganhos através de alocação de prejuízo para os consumidores. Isto inibiria o chamado risco moral e o comportamento de *rent-seeking*, destacados na NT 38/2015-SGR/SRM/ANEEL.

A primeira proposta apresentada para o prêmio de risco no ACR levou em consideração uma abordagem determinística baseada na máxima redução permanente de receita a qual um gerador estaria sujeito, independentemente de seu risco hidrológico. De acordo com o Decreto 2.655/1998, a máxima perda de receita de um gerador é de 10% de sua garantia física. Assim, a proposta de transferência voluntária do déficit de geração hídrica para os

consumidores seria mediante redução de 10% no preço dos contratos vigentes, ficando o consumidor, ainda, com o risco de redução da garantia física.

Como destacado, este posicionamento foi anterior à edição da Medida Provisória 688/2015 e a ANEEL teve que adequar a regulamentação com os dispositivos desta medida. Como mostrado anteriormente, a medida provisória previa também a repactuação do risco no mercado livre de energia, além de permitir que o mecanismo fosse retroativo a janeiro de 2015, ponto que a agência reguladora era explicitamente contra.

Assim, para complementar a análise da repactuação do risco hidrológico e sanar as divergências entre posicionamento da ANEEL com a legislação, o Voto do Diretor-Relator referente à segunda fase da audiência pública trouxe a possibilidade de repactuação do risco hidrológico para o mercado livre, através de um prêmio de risco baseado nos custos da energia de reserva e no conceito de portfólio.

O Voto do Diretor-Relator acrescentou que apenas a garantia física do MRE que não estivesse vinculada ao regime de cotas, nem a energia da usina hidrelétrica de Itaipu poderia ser repactuada. A distribuição da garantia física alocada no MRE, de acordo com cada ambiente de contratação, e a parcela das usinas cotistas e de Itaipu, está destacada a seguir na Figura 25.

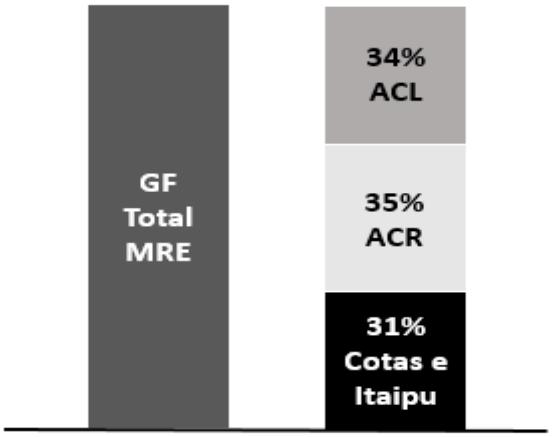

Figura 25 - Distribuição da Garantia Física do MRE

Fonte: ANEEL (2015) Voto da segunda fase da Audiência Pública 32/2015

O Diretor-Relator evidenciou, ainda, que a repactuação do risco hidrológico deveria ocorrer tanto pelo aspecto da conveniência quanto da oportunidade. A conveniência foi analisada de modo a identificar se há uma distribuição de risco que resulte em maior bem-

estar econômico para todos os agentes envolvidos, de forma a minimizar as falhas de mercado atreladas ao risco moral e à seleção adversa. E a oportunidade foi trazida com a edição MP 688, que possibilitou repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hídrica.

A terceira fase da audiência, aberta em 2 de setembro de 2015, subsidiada pela Nota Técnica n° 177/2015-SRM-SRG/ANEEL, dispôs basicamente sobre a atualização da resolução para adequar a repactuação no mercado livre de energia, além de esclarecer algumas dúvidas em torno da prorrogação dos contratos de concessão e comercialização. A ANEEL destacou que a extensão dos contratos seria a alternativa adotada em casos cujo prazo remanescente do contrato não fosse suficiente para ressarcir o déficit da geração hídrica em 2015.

Sobre a repactuação no ACL, a agência identificou a necessidade de adequar a Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008[76], de maneira a incluir os geradores hídricos entre os usuários da energia de reserva e, por isso, modificar a fórmula de rateio desta energia. Além da atualização da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004[77], para que contemplasse no Contrato de Uso da Energia de Reserva (CONUER) os agentes que optassem por repactuar o risco.

A quarta fase da audiência, aberta em 23 de setembro de 2015, foi subsidiada pela Nota Técnica nº 193/2015–SRM-SRG/ANEEL e Nota Técnica nº 197/2015–SRM-SRG/ANEEL, que dispunham sobre os critérios para anuência e as demais condições de repactuação do risco hidrológico, nos termos da Medida Provisória 688/2015. Nesta etapa foram detalhadas a operacionalização e contabilização do prêmio de risco em cada ambiente de contratação.

Apesar do movimento favorável ao pleito inicial dos agentes hidrelétricos, estes ainda não ficaram satisfeitos com as propostas apresentadas pela ANEEL. Este cenário gerou uma expectativa de baixa adesão à proposta de repactuação, pois, para estes geradores,

[76] Estabelece as disposições relativas à contratação de energia de reserva e aprova o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER.
[77] Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

ainda seria mais vantajoso manter as ações na justiça, tendo em vista as possibilidades de ganho.

A ANEEL havia sinalizado, em um primeiro momento, que caso não houvesse adesão à proposta apresentada, iria enfrentar a situação caso a caso na justiça. Destacou, inclusive, que estava trabalhando para excluir as liminares obtidas pelos geradores de modo a garantir a volta da contabilização e da liquidação do setor. Atrelado a isso, a agência reguladora tinha a visão de que a abertura de uma possibilidade de resolução do problema poderia ser favorável e contribuir na decisão da justiça sobre o problema em questão.

Porém, pressionada pelo mercado e pelo governo, a agência reguladora mudou este posicionamento e sinalizou que caso houvesse baixa adesão à proposta apresentada, esta poderia ser revista em busca de uma nova estratégia que aumentasse a adesão dos geradores. Esse novo posicionamento foi observado no Voto do Diretor-Relator, durante a quarta fase da audiência pública. O documento diz entender o posicionamento da área técnica da ANEEL, em manter a proposta inicial com o prêmio de risco de 10% na redução do preço dos contratos no ACR, mas visto a necessidade de rápida aprovação e adesão por parte dos agentes hídricos, seria importante apresentar outras alternativas.

O resultado dessas três fases da Audiência Pública 32/2015 veio através da Nota Técnica nº 238/2015–SRM-SRG/ANEEL, de 29 de outubro de 2015, juntamente com uma minuta de resolução e o Voto do Diretor Relator. Como previsto, na quarta fase da audiência e devido às várias contribuições sobre a metodologia de definição do prêmio de risco no ACR, a ANEEL fez algumas alterações em sua proposta inicial. As contribuições mostravam alternativas que consideravam apenas a transferência do risco hidrológico em diversos níveis, possibilitando maior leque de opções aos geradores, sem gerar prejuízos ao consumidor.

Porém, este resultado sucedeu antes da aprovação da Medida Provisória 688/2015 no congresso e da sua conversão em lei, que diferente das expectativas iniciais foi aprovada em seu prazo limite e atrasou todo o processo de repactuação, inclusive a edição da resolução final da ANEEL. Após a conversão da medida provisória na Lei n° 13.203 de 08 de dezembro de 2015, foi editada a Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, que apresentou os critérios para anuência e as demais condições para

repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

As principais alterações observadas foram: (i) a proposta de repactuação no ACL; e (ii) a elegibilidade de repactuação das usinas que não renovaram os contratos nos termos da Lei n° 12.782/2014. A proposta de repactuação de risco no ACL foi revista mais duas vezes a partir de três Votos de Diretores da ANEEL sobre o entendimento de qual deveria ser a contrapartida em relação aos custos da energia de reserva.

Sobre os critérios de elegibilidade para a repactuação, a agência reguladora havia destacado, em todas as fases da audiência pública, que as usinas que não renovaram os contratos com a Lei nº 12.782/2014 não seriam elegíveis à repactuação em nenhum dos ambientes de contratação. Porém, na conversão da Medida Provisória 688 na Lei nº 13.203/2015, foi aprovado, em seu artigo 3°, que o risco hidrológico dessas usinas seria transferido para as permissionárias e distribuidoras do SIN, podendo ser repassado para a tarifa de energia dos consumidores[78].

Por fim, apresenta-se a seguir as propostas finais de repactuação do risco hidrológico para cada ambiente de contratação, determinadas pela Resolução Normativa nº 684/2015.

5.1.4.1. Proposta Final de Repactuação do Risco Hidrológico no ACR

A repactuação no ACR será efetuada por meio da transferência do risco hidrológico para os consumidores, mediante pagamento de um prêmio de risco pelos agentes geradores. Para a usina hidrelétrica ser elegível à repactuação deve, necessariamente, ser participante do MRE e seus contratos de venda de energia neste ambiente firmados com concessionarias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica. Para que haja um período mínimo de contrapartida dos geradores, estes contratos devem ter vigência mínima de um ano, que na ocasião era até 31 de dezembro de 2016.

[78] Art. 3º - Os arts. 8º e 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passam a vigorar com as seguintes alterações: § 9º Exclusivamente na parcela da garantia física destinada ao ACR, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

Atendendo a esses requisitos, o gerador poderá optar pela repactuação no ACR a partir da escolha de três classes de produtos distintas:

(i) Classe de produto “P”: o gerador absorve o risco da redução da garantia física da usina, mantém os ganhos associados à energia secundaria e pode escolher entre 12 níveis de risco hidrológico que deseja transferir ao consumidor, o que impacta o valor do prêmio de risco a ser pago para a repactuação.

(ii) Classe de produto “SP”: o gerador absorve o risco da redução da garantia física da usina, escolhe entre 12 níveis de risco hidrológico que deseja transferir ao consumidor, porém repassa para este os diretos sobre a energia secundária, o que contribui para a diminuição do montante a ser desembolsado com o prêmio de risco.

(iii) Classe de produto “SPR”: consiste na proposta inicial de ANEEL e tem apenas 1 produto. O agente transfere todo o risco hidrológico e de redução da garantia física para o consumidor, mediante o prêmio de risco equivalente à redução de 10% no preço dos contratos vigentes.

Desta forma, os geradores hídricos têm à disposição um total de 25 produtos para escolherem. Todas essas alternativas ampliaram a possibilidade de adesão dos agentes, pois trabalham com níveis distintos de comprometimento de orçamento por parte dos geradores hídricos, sem que prejudique a contrapartida para os consumidores. Na Tabela 4, estão detalhados todos esses produtos, sendo possível observar o prêmio de risco associado a cada um deles.

A primeira coluna apresenta a classe de produtos, dividida em “P”, “SP” e “SPR”, estas classes juntamente com o fator “f”, que representa o risco hidrológico que o agente gerador deseja absorver, formam os 25 produtos. Caso um agente opte pelo produto “P89”, por exemplo, o gerador fica com a energia secundária e transfere para o consumidor resultados de GSF inferior a 0,89, o fator “f” de 11% corresponde ao déficit hídrico que será arcado pelo gerador e para isso paga um prêmio de risco de R$4,25/MWh. Se o agente optar pelo produto SP100, o gerador abre mão da energia secundária e transfere todo o risco hidrológico para o consumidor, ou seja, qualquer situação em que o GSF for inferior a 1, neste caso e fator “f” é 0% que representa que o

gerador não assumirá qualquer risco de déficit hídrico e para isso a contrapartida é R$9,50/MWh.

Tabela 4 - Produtos para repactuação do risco hidrológico no ACR

Classe de Produto	Fator "f" (%)	PRODUTO	Quem fica com o resultado da secundária?	Prêmio de Risco unitário (R$/MWh) Ref. Jan/2015
P	0	P100	Gerador	12,75
P	1	P99	Gerador	11,75
P	2	P98	Gerador	10,75
P	3	P97	Gerador	10,00
P	4	P96	Gerador	9,00
P	5	P95	Gerador	8,25
P	6	P94	Gerador	7,50
P	7	P93	Gerador	6,75
P	8	P92	Gerador	6,00
P	9	P91	Gerador	5,50
P	10	P90	Gerador	4,75
P	11	P89	Gerador	4,25
SP	0	SP100	Consumidor	9,50
SP	1	SP99	Consumidor	8,50
SP	2	SP98	Consumidor	7,50
SP	3	SP97	Consumidor	6,50
SP	4	SP96	Consumidor	5,50
SP	5	SP95	Consumidor	4,75
SP	6	SP94	Consumidor	4,00
SP	7	SP93	Consumidor	3,25
SP	8	SP92	Consumidor	2,50
SP	9	SP91	Consumidor	2,00
SP	10	SP90	Consumidor	1,25
SP	11	SP89	Consumidor	0,75
SPR	0	SPR100	Consumidor	10% do preço

Fonte: Resolução Normativa da ANEEL n°684, de 11 de dezembro de 2015

Os valores de prêmio de risco destacados são referentes à data base de janeiro de 2015 e serão reajustados anualmente pela variação do IPCA. Além disso, esses valores poderão ser revistos pela ANEEL para repactuações a partir de 2016. O montante total do prêmio de risco será a multiplicação de seu valor unitário pela quantidade de energia repactuada, sendo este valor depositado na CCRBT.

A CCEE é a responsável pela gestão desse valor, bem como pela contabilização mensal do montante do risco hidrológico a ser transferido aos consumidores. A equação para apuração desse valor está disponível no artigo 5º da Resolução Normativa 684, de 11 de dezembro de 2015.

Com relação à repactuação referente ao ano de 2015, o valor será ressarcido mediante a postergação do pagamento do prêmio de risco por parte dos agentes geradores. Os valores referentes ao déficit hídrico em 2015 também variam de acordo com o produto escolhido para a repactuação e cada um apresenta um período de postergação do pagamento do prêmio de risco, como pode ser observado a seguir, na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultado a ser ressarcido no ano de 2015

PRODUTO	Resultado a ser ressarcido referente a 2015 (R$/MWh)	Prazo de postergação do pagamento do prêmio de risco a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015	
		Anos Completos	Meses remanescentes
P100	30,30	2	10
P99	28,40	2	11
P98	26,51	2	11
P97	24,36	2	11
P96	22,46	2	12
P95	20,30	2	11
P94	18,42	2	11
P93	16,61	2	11
P92	14,76	2	11
P91	13,02	2	10
P90	11,63	2	11
P89	10,22	2	11
SP100	33,55	4	6
SP99	31,65	4	10
SP98	29,76	5	3
SP97	27,86	5	9
SP96	25,96	6	7
SP95	23,80	7	2
SP94	21,92	8	2
SP93	20,11	9	10
SP92	18,26	13	3
SP91	16,52	17	3
SP90	15,13	Não paga prêmio	
SP89	13,68	Não paga prêmio	
SPR100	Depende do Preço	Depende do Preço	

Fonte: Resolução Normativa ANEEL n°684, de 11 de dezembro de 2015

Caso não seja possível ressarcir o resultado de 2015 no prazo remanescente da vigência do contrato de venda, haverá necessariamente a extensão da outorga. Este prazo será calculado a partir da amortização do ativo constituído e atualizado pela margem líquida unitária definida pela ANEEL, através da equação disponível no § 4° do artigo 6º da Resolução Normativa 684, de 11 de dezembro de 2015. Neste período o agente poderá negociar a energia livremente ou recontratá-la nas condições originais do contrato no ACR, exceto com relação ao montante negociado.

5.1.4.2. Proposta Final de Repactuação do Risco Hidrológico no ACL

A repactuação do risco hidrológico no ACL não será via transferência de risco, como no ACR, mas por transferência de proteção (*hedge*). Esta proteção será mediante pagamento de prêmio de risco equivalente à assunção dos direitos e obrigações da capacidade da energia de reserva existente, que anteriormente era de exclusividade dos consumidores.

O gerador deverá especificar o montante de energia de reserva existente para o seu uso, sendo este valor referente no mínimo a 5% da garantia física da usina e limitado a quantidade total de energia de reserva contratada até dezembro de 2015. O uso desta energia de reserva deverá ser de no mínimo 4 anos, podendo o gerador realizar contratação adicional de capacidade de reserva por meio de leilões específicos para a mitigação do risco hidrológico.

O prêmio de risco para a repactuação, referente a energia recebida, deverá ser depositado mensalmente na CONER,. Este montante será estabelecido pela multiplicação de R$ 2,10/MWh[79] pela quantidade de energia de reserva existente destinada a seu uso.

Os agentes geradores também poderão utilizar a energia de reserva para repactuar os efeitos do ano de 2015. O resultado a ser ressarcido referente a esse ano será resultado dos excedentes financeiros da CONER no mesmo ano, e conferido ao gerador na proporção da quantidade repactuada em relação ao total contratado da energia de reserva em 2015.

[79] Valor referente a janeiro de 2015, devendo ser atualizado anualmente pelo IPCA.

O custo líquido referente à utilização da energia de reserva será ressarcido, integralmente, através da extensão do prazo de outorga da usina, limitado ao período de 15 anos. O cálculo da extensão do contrato também observará uma margem líquida unitária definida pela ANEEL, cuja equação está disponível no artigo 10º da Resolução Normativa 684, de 11 de dezembro de 2015. No período de extensão de prazo de sua outorga, o gerador hidráulico ficará integralmente responsável pelo risco hidrológico, mas poderá negociar livremente sua energia, inclusive no ACR, aplicando um preço de referência calculado para o período em questão.

5.2. Adesão à Repactuação do Risco Hidrológico

A adesão à repactuação do risco hidrológico, a fim de compensar o resultado de 2015, ocorreu até o dia 15 de janeiro de 2016 mediante a desistência das ações judiciais relacionadas à mitigação do risco hidrológico e ao MRE. Caso algum agente deseje repactuar o risco no futuro, sem direito a compensação referente ao ano de 2015, este deverá manifestar sua opção até 30 de setembro de cada ano, com vigência a partir de 1º de janeiro do ano subsequente.

Primeiramente, destaca-se que nenhum agente optou por repactuar o risco hidrológico no ACL. Isto se deve ao fato de que os geradores têm melhores opções de *hedge* do que através da assunção dos direitos e obrigações da energia de reserva, pois estes agentes geralmente dispõem de um portfólio diversificado de geração de energia. Além disso, pela lógica de funcionamento do mercado livre de energia, todas as condições contratuais são negociadas livremente, podendo o gerador hídrico utilizar o instrumento contratual para mitigar risco futuros.

No ACR, o cenário foi bem diferente, a adesão dos agentes foi grande. No total foram 137 usinas que tiveram a anuência da ANEEL para repactuarem o risco hidrológico. Essas usinas representam um montante repactuado de 10.411 MWmédio, equivalente a 56% da garantia física alocada no ACR, referente às usinas participantes do MRE, cuja garantia física total em 2015 era de 53.549 MWmédio (CCEE, 2015b). Conforme destacado na Figura 26, é possível observar a quantidade de usinas que aderiram a cada um dos produtos disponíveis para repactuação.

Destaca-se a grande adesão pela classe de produto “SP”, opção de 136 usinas. Isso demonstra que para os agentes é mais vantajoso abrir mão de sua energia secundária em prol de menor desembolso de prêmio de risco. Conforme explicado no item 3.4.2 os geradores hídricos participantes do MRE recebem pela energia secundária transferidas a outras usinas a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), cujo valor é de R$ 12,32/MWh referente a 2016, e apenas o montante que for excedente após a transferência da energia no MRE é liquidado ao PLD. Como a TEO é relativamente baixa e só há excedente de energia em períodos de hidrologia favorável, no qual o valor do PLD é baixo, os agentes preferem transferir este valor para o consumidor e pagar um prêmio de risco menor sobre o montante repactuado que é superior à possibilidade de energia excedente.

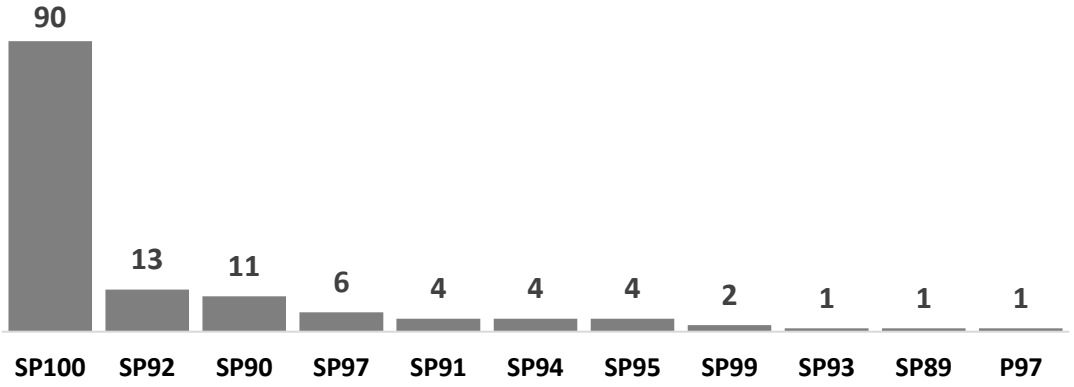

Figura 26 – Adesão das Usinas aos Produtos da Repactuação no ACR (unidades)

Fonte: (CCEE, 2016)

Ainda sobre a figura 26, nota-se que o produto com maior adesão entre as usinas hidrelétricas foi o “SP100”, neste produto o agente gerador transfere todo o risco hidrológico para o consumidor, abre mão da sua energia secundária e paga um prêmio de risco no valor de R$9,50/MWh. Apesar da adesão de cada usina relacionar-se às suas estratégias individuais, o fato deste produto ter sido escolhido por 66% das usinas que repactuaram o risco hidrológico pode atrelar-se ao valor ressarcido referente ao ano de 2015. Entre todos os produtos ofertados, este é o de maior valor unitário a ser compensando, conforme destacado anteriormente na tabela 5 do item 5.1.4.1, caracterizando-se como uma vantagem relacionada à possibilidade de reaver um montante maior da sua perda financeira, referente ao déficit de geração hídrica em 2015.

Outra questão a ser observada foi o fato de apenas a usina hidrelétrica Salto Santiago, concedida à Tractebel Energia, aderir à classe de produto “P”. Neste produto a usina

manteve os recursos da energia secundária e transferiu para o consumidor os resultados de GSF inferior a 0,97, mediante um prêmio de risco de R$10,00/MWh. O interessante é que no primeiro pedido de repactuação feito pela Tractebel Energia, esta havia sinalizado que a UHE Salto Santiago iria aderir ao produto "SP100", como a maioria das usinas, entretanto, treze dias após este pedido a empresa enviou uma carta solicitando a retificação do produto para o "P97".

A partir dos produtos escolhidos e do montante da garantia física repactuado de cada usina, foi possível calcular o valor do déficit de geração hídrica transferido ao consumidor, referente ao ano de 2015. Este valor está sumarizado na Tabela 6, que apresenta os produtos escolhidos para repactuação, a quantidade de usinas e o respectivo montante de garantia física alocada em cada produto. Além disso, mostra o prêmio de risco que será pago pelos geradores e o valor unitário do montante a ser ressarcido relativo ao ano de 2015. O valor total que os agentes geradores serão ressarcidos é de R$2,45 bilhões, este montante foi obtido através da multiplicação do valor da garantia física repactuada pelo resultado unitário, referente a cada produto, a ser ressarcido no ano 2015.

Tabela 6 – Valor repactuado referente ao déficit hídrico de 2015

Produto	Número de Usinas	Montante Repactuado (MWMéd)	Prêmio de Risco (R$/MWh) Ref. jan/2015	Resultado a ser ressarcido repactuação de 2015 (R$/MWh)	Valor repactuado referente a 2015 (R$)
SP100	90	5.387,35	9,50	33,55	1.583.331.096,40
SP92	13	1.700,43	2,50	18,26	271.996.701,77
SP90	11	478,12	1,25	15,13	63.369.848,67
SP97	6	404,71	6,50	27,86	98.769.712,19
SP91	4	437,50	2,00	16,52	63.313.478,86
SP94	4	47,72	4,00	21,92	9.163.348,24
SP95	4	160,33	4,75	23,8	33.427.089,53
SP99	2	65,00	8,50	31,65	18.021.510,00
SP93	1	1.552,60	3,25	20,11	273.511.605,36
SP89	1	27,58	0,75	13,68	3.304.979,11
P97	1	150,00	10,00	24,36	32.009.040,00
Total	**137**	**10.411,34**			**2.450.218.410,13**

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2016)

O montante de R$2,45 bilhões se tornou um ativo regulatório para os geradores e um passivo para os consumidores. Salienta-se que a ANEEL foi contra a retroação da repactuação para o ano de 2015, sendo o valor calculado uma alocação de prejuízo aos consumidores. No resultado final da Audiência Pública 32/2015, por meio da Nota Técnica nº 238/2015–SRM-SRG/ANEEL, a agência manteve esse posicionamento ao destacar que esse valor contribuiria para ampliar o bom desempenho dos geradores no ano de 2015, cabendo decidir apenas como esse prejuízo seria alocado no tempo.

Como visto, esta alocação aos consumidores foi através da postergação do pagamento do prêmio de risco para repactuação. Mesmo não ocorrendo o aumento de tarifa, o que deixou o consumidor do mercado cativo com a sensação de que o problema havia sido resolvido sem qualquer impacto na tarifa de energia, houve uma transferência do prejuízo para os demandantes de energia elétrica. Esta situação pode ser caracterizada como captura de renda por parte dos geradores. Na seção a seguir será analisado através da teoria dos grupos de interesse o desenvolvimento da atividade *rent-seeking*, que já havia sido alertado pela ANEEL na primeira fase da Audiência Pública n°32/2015.

5.3. Atuação dos agentes sob a Ótica da Teoria dos Grupos de Interesses

Nesta seção serão abordados os aspectos da teoria da regulação, apresentados no capítulo 2, com foco principalmente na Teoria dos Grupos de Interesse e nas contribuições de Stigler (1971) e Peltzman (1976). As premissas e conclusões dessa teoria serão contrastadas com o desempenho dos grupos de interesse no processo de repactuação do risco hidrológico. Apesar do setor elétrico brasileiro ter a atuação de diversos grupos de interesse, como mostrado no item 2.5, a análise será pautada pela atuação do governo, geradores hídricos e consumidores, além da atuação da ANEEL para tentar equilibrar os interesses difusos desses agentes.

5.3.1. Aspectos da Teoria dos Grupos de Interesse

De acordo com a Teoria dos Grupos de Interesse, a análise do processo regulatório deve considerar não apenas as externalidades e falhas de mercado, mas principalmente a

existência de falhas de governo. Visto que os agentes são racionais e fazem escolhas para maximizar o próprio bem-estar, o processo de regulação resulta da atividade política e da demanda por transferência de renda entre os grupos de interesse, os quais competem para ampliar suas próprias utilidades e não para promover o bem-estar social, nem para corrigir falhas de mercado.

O governo também deve ser analisado como um grupo de interesse que busca maximizar sua própria utilidade. Esta relaciona-se ao fato dos governantes terem o objetivo de permanecerem em seus cargos, assim a atuação dos legisladores é no sentido de maximizar seu apoio político. Tendo em vista que esta ação é capaz de redistribuir o bem-estar entre todos os membros da sociedade, os grupos de interesse competem para oferecer apoio político em troca de uma legislação favorável a eles.

Além disso, grupos com menor número de participantes tendem a ser beneficiados pela regulação. Isto acontece porque, além de seus interesses serem mais coesos do que os interesses de grupos maiores, quanto maior o benefício per capita de um determinado grupo em relação a outro, maior é a propensão de que a regulação seja desenhada para atingir o objetivo deste grupo.

Para que o governo consiga aumentar seu apoio político é fundamental que haja equilíbrio na alocação dos benefícios entre os grupos de interesse, de modo a satisfazer todos os indivíduos com peso político. De acordo com Peltzman (1976), o apoio político pode ser demonstrado a partir de uma função da taxa de lucro das empresas e da tarifa dos consumidores. Como o lucro das empresas é uma função da tarifa de energia, a maximização do apoio político seria o ponto em que essas duas funções se igualassem. Destaca-se ainda, que setores nos quais a tarifa tenha que ser estipulada próxima à situação de monopólio ou de concorrência perfeita para que haja maximização do apoio político, não deveriam ser regulados, pois não trazem benefícios para os consumidores nem para as empresas reguladas.

5.3.2. Surgimento da Demanda por Regulação

A análise será iniciada utilizando como exemplo a Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei n° 12.783/2013. Esta medida provisória apesar de não ser objeto desta

dissertação contribui para ilustrar que o processo regulatório pode ser desenhado não apenas para benefício dos agentes regulados, mas também para os consumidores. Destaca-se que não se tem o objetivo de analisar, nem de elencar os impactos positivos e negativos trazidos por esta lei. Apenas serão apresentados fatos que podem ter contribuído para a atuação dos geradores hídricos ao demandar uma regulação referente à repactuação do risco hidrológico.

A Medida Provisória 579/2012 teve como objetivo principal antecipar a renovação das concessões do setor elétrico (geração, transmissão e distribuição) que venceriam entre os anos de 2015 e 2017. Uma das principais mudanças estruturais trazidas por esta medida provisória, especialmente no setor de geração, foi a criação das chamadas "usinas cotistas". Essas usinas tiveram sua energia distribuída, obrigatoriamente, em cotas para ACR. Além disso, estas usinas que optaram por renovar antecipadamente sua concessão são remuneradas por uma tarifa estabelecida pela ANEEL para cada uma das unidades geradoras em específico.

Como descrito no capítulo 3, a reestruturação do setor elétrico na década de 1990 estipulou que o segmento de geração seria competitivo, sendo esta estrutura mantida pela reforma setorial de 2004. Assim, com a mudança trazida pela Medida Provisória 579/2012, um ambiente que era definido como concorrencial sofreu uma intervenção por ato legislativo que alterou uma das principais estruturas do setor elétrico.

Os geradores hídricos que antes podiam escolher as condições para comercializar sua energia em um ambiente concorrencial, passaram a ter sua remuneração regulada pela ANEEL e, esta tarifa, estipulada pela agência reguladora, remunera os custos de operação e manutenção somadas a uma receita de operação desses ativos. Neste caso, as empresas reguladas foram impactadas negativamente, pois, além de perderem o poder de decisão sobre a comercialização da energia, tiveram suas receitas reduzidas, ficando os consumidores do mercado cativo com o benefício da redução da tarifa.

A remuneração estabelecida para as usinas cotistas é próxima ao preço de um ambiente de concorrência perfeita. Conforme apresentado por Peltzman (1976), setores no qual o regulador tenha que estipular preços próximos à situação de monopólio ou de concorrência perfeita para maximizar seu apoio político, não deveriam ser regulados, pois empresas e consumidores teriam poucos benefícios com a atividade de regulação. Esta

situação corrobora com a afirmação de que intervenções do governo podem gerar ineficiência econômica, uma vez que as decisões fazem parte de um processo político e não de mercado.

Além disso, tendo em vista que a regulação surge em resposta à demanda de grupos de interesse com objetivo de maximizar suas utilidades através da redistribuição de renda entre os demais grupos de interesse, a modificação trazida pela Medida Provisória 579/2012, que passou a regular a remuneração de agentes que antes podiam negociar livremente sua energia, abriu precedente para a demanda dos geradores hídricos pela repactuação do risco hidrológico.

Deste modo, quando se iniciaram as manifestações sobre o déficit da geração hídrica, apesar de estar previsto no CCEAR por quantidade que o risco hidrológico era de responsabilidade dos geradores hídricos, estes agentes pressionaram a agência reguladora e o governo em busca de uma regulação que os beneficiasse através da transferência do risco hidrológico para os consumidores, ou seja, manifestaram-se para que houvesse transferência de renda entre determinados grupos de interesse do setor elétrico.

5.3.3. Transferência de renda entre os grupos de interesse

Nesta seção serão detalhados os aspectos relacionados à transferência de renda entre os grupos de interesse no processo de repactuação do risco hidrológico, destacando: (i) a atividade de *rent-seeking* e o risco moral; (ii) o benefício per capita da transferência de renda entre os grupos de interesse; (iii) a atuação política dos grupos de interesse e a maximização da própria utilidade; e (iv) a atuação da ANEEL para neutralizar os impactos do processo de repactuação.

5.3.3.1. Atividade de *Rent-Seeking* e Risco Moral

A Nota Técnica n° 38/2015-SRG-SEM/ANEEL trouxe o primeiro posicionamento da ANEEL sobre o déficit de geração hídrica e a proposta de mitigação do deslocamento de geração hídrica apresentada pela APINE e ABRAGE. No documento a agência salientou

que para a resolução do problema era necessário um realinhamento de expectativas dos agentes, juntamente com uma sinalização regulatória sobre uma nova perspectiva de risco do negócio a partir de redefinição de preços de novos ativos de geração hídrica.

Para tanto apresentou três soluções possíveis, não excludentes, para atingir esse objeto e contribuir para a resolução do problema em questão: (i) aumentar o preço teto dos leilões; (ii) limitar o risco hidrológico de novas usinas licitadas; e (iii) criar um mecanismo institucionalizado para mitigar os riscos dos contratos vigentes e futuros. Dessas alternativas, a primeira seria a menos intervencionista e a última a mais complicada de ser implantada devido as assimetrias de informação entre os agentes regulados e o regulador.

Sobre a criação de um novo mecanismo para mitigar o risco, a agência destacou que a assimetria de informações poderia acarretar em: (i) *rent-seeking*: agentes hídricos pressionam o governo para que haja uma solução intervencionista, mas na realidade a solução governamental seria desnecessária e somente contribuiria para alavancar os resultados econômicos dos agentes geradores; e (ii) risco moral: existe o interesse por parte de todos os agentes de recebimento de eventual ajuda governamental, assim todos apresentariam a situação de crise como impossível de ser solucionada, mesmo que houvesse solução a mercado ou os efeitos da crise fossem suportáveis.

Conforme apresentando no item 5.1 deste capítulo, os geradores hídricos utilizaram a atividade de *rent-seeking* e o risco moral, frente à primeira sinalização da ANEEL contrária à repactuação do risco hidrológico, o que culminou na edição da Medida Provisória 688/2015. É visível que os agentes hídricos pressionaram o governo para que houvesse uma ação intervencionista, que na verdade contribuiu para aumentar os rendimentos dos geradores. Esta questão relaciona-se principalmente com a repactuação retroativa ao ano de 2015, caso não houvesse uma intervenção do governo, estes agentes iriam arcar com os custos do déficit hídrico desse ano, sendo a possibilidade de repactuação foi uma forma de captura de renda por parte dos geradores hídricos.

Além disso, sobre o risco moral, todos os geradores hídricos tinham interesse em obter uma possível ajuda governamental, por isso todos entraram com pedidos de liminares na justiça, as quais os eximiam do pagamento do déficit hídrico. Esta situação acarretou na paralização da liquidação do mercado, sinalizando ao governo uma situação de crise

impossível de ser solucionada sem intervenção. Entretanto, a ANEEL apresentou na Nota Técnica n° 238/2015 -SRM-SRG/ANEEL que, até o primeiro semestre de 2015, mesmo com o resultado financeiro negativo decorrente do déficit hídrico, os grandes grupos de geração haviam apresentado lucro e EBITDA positivos e melhores que o ano de 2014, o que comprovava que, mesmo com o impacto negativo do déficit hídrico, os geradores poderiam suportar o efeito da crise.

5.3.3.2. Benefício Per Capita da Transferência de renda entre os Grupos de Interesse

De maneira geral, a ANEEL destacou que a edição da Medida Provisória 688/2015 havia trazido um ganho qualitativo na possibilidade de repactuar o risco hidrológico dos contratos, pois, independentemente da adesão dos geradores, esta alternativa poderia evitar mais comportamentos estratégicos de geradores hídricos. Mas a agência reguladora era contra a repactuação retroativa ao ano de 2015, pois seria uma alocação de prejuízo para os consumidores cabendo, apenas, escolher a forma como este prejuízo seria alocado.

Apesar deste posicionamento, conforme destacado por Pelztman (1976), a regulação tende a beneficiar os grupos de interesse cujo benefício per capita, resultado da redistribuição de renda entre os demais grupos, seja maior. Assim, optou-se por analisar qual seria o benefício per capita da transferência de renda referente à repactuação do risco hidrológico do ano de 2015.

Como destacado no item 5.2, o valor da transferência de renda dos consumidores para os geradores foi de R$ 2,45 bilhões. Considerando as 137 usinas que repactuaram o risco hidrológico, este montante corresponde a um benefício por usina no valor de R$ 17,88 milhões, contudo, se ao invés de se considerar o número de usinas, for observado o número de empreendedores, esse valor aumenta para R$ 24,5 milhões.

Já para os consumidores, considerando o número de 77 milhões de unidades consumidoras no Brasil em 2015 (ANEEL, 2016a), o benefício ou perda unitária é de apenas R$ 31,85. Esta situação comprova a afirmação de Peltzman (1976), uma vez que a regulação no processo de repactuação do risco hidrológico foi desenhada para beneficiar

o grupo dos geradores hídricos, cujo número de participantes é significativamente inferior ao de unidades consumidoras.

5.3.3.3. Atuação dos Grupos de Interesse para Maximizar a Própria Utilidade

Viscusi et al (1995) também afirmam que, de acordo com a Teoria dos Grupos de Interesse, a regulação atua em favor de grupos que forem mais ativos politicamente. No caso da repactuação do risco hidrológico, uma forma de verificar os grupos que estavam mais ativos foi através do levantamento dos agentes que participaram da Audiência Pública n° 32/2015.

A figura 27 destaca todos os grupos de agentes que participaram de pelo menos uma fase da audiência pública em questão. Do total de 55 agentes que enviaram suas contribuições, 41 pertenciam ao grupo de geradores/comercializadores, principais interessados na repactuação do risco hidrológico, o que representou 75% dos agentes que participaram do processo. Já agentes que eram contrários à repactuação do risco hidrológico foram apenas 4, representando apenas 7,2% dos agentes que participaram da audiência.

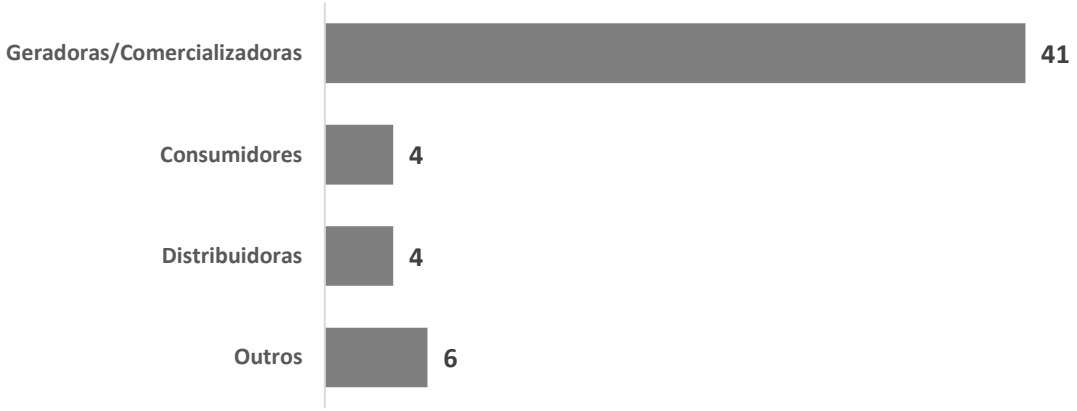

Figura 27 - Participantes da Audiência Pública 32/2015

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de contribuições da Audiência Pública 32/2015

Esta informação, mostra que a premissa trazida pela Teoria do Grupos de Interesse, de que a regulação tende a beneficiar agentes que forem mais ativos politicamente, não pode ser descartada. Por este motivo, há interesse de certos grupos em manter contato direto com as esferas legislativas.

Outro ponto a ser analisado é se a atuação do governo para solucionar o déficit da geração hídrica teve objetivo de maximizar sua própria utilidade, qual seja, o apoio político. De acordo com Peltzman (1976), o apoio político do governo é dado em função da tarifa de energia e da taxa de lucro das empresas. De modo geral, a solução proposta para repactuação do risco hidrológico conseguiu aumentar o lucro dos geradores sem que o ônus fosse repassado diretamente para a tarifa, a partir da criação de um passivo regulatório.

Visto que a maior parte dos consumidores não têm sensibilidade para compreender essas alterações, o que eles conseguem enxergar é o fato da tarifa ter permanecido a mesma e que, no futuro, após a compensação do déficit do ano de 2015 a tarifa poderá diminuir, dependendo da hidrologia do período. Assim, foi possível aumentar o apoio do governo, uma vez que o lucro das empresas foi ampliado, sem que ocorresse um impacto direto nas tarifas de energia, comprovando o posicionamento de que o governo, através da legislação, atua para maximizar o próprio bem-estar.

5.3.3.4. Atuação da ANEEL e o Equilíbrio entre os Grupos de Interesse

A atuação da ANEEL, durante todo o processo, tentou equilibrar a transferência de renda entre os grupos de interesse do setor elétrico na repactuação do risco a partir de 2016, visto que a retroação para o ano de 2015 caracterizou-se como transferência total de prejuízo para os consumidores. Apesar de ter que seguir a legislação, a agência não deixou de mostrar sua posição, algumas vezes contrária ao estipulado pelo governo, e buscou sempre o equilíbrio das ações para não ocorrer transferência de renda excessiva entre todos os grupos de interesse no setor.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve como objetivo principal avaliar o processo de repactuação do risco hidrológico, a partir dos estudos sobre a evolução da Teoria da Regulação, com foco na atuação dos Grupos de Interesse. Com base na análise realizada, a questão central que procurou-se responder foi se o governo e os geradores hídricos, no processo de repactuação do risco hidrológico, agiram para maximizar suas próprias utilidades.

Para a realização deste objetivo, o trabalho foi subdividido em cinco capítulos. Conforme visto, foram apresentados os aspectos básicos e a evolução da Teoria da Regulação, que passou pela Teoria do Interesse Público, evoluiu para a Teoria da Captura e foi aprimorada pela Teoria dos Grupos de Interesse. Foi a partir desta última teoria que ocorreram importantes contribuições de autores como Stigler (1971), Peltzman (1976) e Becker (1983), os quais mostraram que a análise do processo regulatório deve considerar, principalmente, as *falhas de governos* e que todos os agentes envolvidos no processo de regulação atuam para maximizar seu próprio bem-estar.

Ademais, foi feito um breve histórico sobre a evolução da regulação do setor elétrico brasileiro. A partir deste histórico é possível afirmar que o setor elétrico sofreu constantes intervenções do governo, as quais tinham objetivos distintos do bem-estar social, embora a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), durante a década de 1990, tinha entre seus objetivos inibir tais intervenções. Porém, em função de uma série de eventos nos anos subsequentes, não foi possível evitar a ocorrência de intervenções governamentais.

No capítulo 3 foi detalhada a operação física do Sistema Interligado Nacional (SIN), a atividade de comercialização no mercado de energia elétrica, além da explicação sobre o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Conforme visto, este Mecanismo foi criado durante a reestruturação do setor elétrico, também na década de 1990, devido às características físicas e financeiras do sistema brasileiro. O Mecanismo visa compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas e é medido pelo *Generation Scaling Factor* (GSF), resultado do quociente entre a soma total líquida de energia gerada pelo conjunto de usinas participantes, com o total de suas garantias físicas. Assim, quando o GSF atinge valores inferiores a 1, indicam déficit de geração hídrica, o

que acarreta a diminuição da garantia física das usinas, podendo estas ficarem expostas ao mercado de curto prazo, que foi o que ocorreu no período analisado.

De fato, a hidrologia adversa vivida pelo Brasil, principalmente nos anos de 2014 e 2015, acarretou em um déficit de geração hídrica, que culminou na permanência do GSF abaixo de 1 por três anos consecutivos, estes dados foram apresentados no capítulo 4. Esta situação de escassez hídrica impactou negativamente o nível dos reservatórios das hidrelétricas, sendo necessário o aumento do despacho térmico para atender a demanda e garantir a segurança de abastecimento do SIN. Este cenário elevou o custo marginal de operação (CMO), que atingiu valores superiores ao primeiro patamar do custo do déficit, e, consequentemente, contribuiu para que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) atingisse seu valor máximo até então, de R$ 822,83/MWh, em fevereiro de 2014.

A combinação do alto PLD com o GSF inferior a 1 impactaram negativamente o caixa das empresas de geração hídrica. As usinas hidrelétricas, participantes do MRE, tiveram suas garantias físicas ajustadas pelo GSF e, dependendo do nível de contratação da usina, ficaram expostas ao mercado *spot* por não conseguirem cumprir com seus contratos de venda de energia. Essa situação culminou na manifestação dos geradores hídricos a fim de propor um mecanismo que transferisse o risco hidrológico para o consumidor sem que oferecessem qualquer contrapartida.

Assim, o estudo iniciou-se com a análise do processo de repactuação do risco hidrológico a partir da Audiência Pública n°32/2015 da ANEEL e da articulação dos geradores hídricos junto ao governo, que culminou na edição da Medida Provisória 688, conforme detalhado no capítulo 5. A atuação dos geradores hídricos foi analisada à luz da Teoria dos Grupos de Interesse, com foco no modelo apresentado por Peltzman (1976).

Pode-se afirmar, com base na análise realizada no capítulo 5, que o processo da repactuação do risco hidrológico teve elevada complexidade devido, principalmente, aos aspectos técnicos e à divergência de posicionamento entre a agência reguladora e os geradores hídricos. Para estes geradores, o risco hidrológico deveria ser repactuado, pois o déficit de geração hídrica nos anos de 2014 e 2015 não seria resultado apenas da hidrologia escassa, mas de questões estruturais como: (i) despacho fora da ordem de mérito; (ii) aumento de outras fontes na matriz elétrica; (iii) aumento da energia de reserva; entre outras.

A agência reguladora, por sua vez, destacou que o déficit hídrico estava diretamente relacionado com o período de hidrologia adversa. Assim, as questões estruturais apresentadas pelos geradores, como causas do déficit hídrico, não eram procedentes, visto que eram questões operacionais previstas há muito tempo na legislação vigente.

Os agentes de geração, por seu turno, insatisfeitos com o posicionamento da ANEEL, iniciaram uma maior articulação junto ao Ministério de Minas e Energia (MME), mostrando que a situação seria insustentável para eles e para o setor como um todo, pois traria prejuízos aos investimentos futuros em usinas hidrelétricas. Solicitaram, portanto, intervenção por parte do governo a fim de solucionar o problema. Adicionalmente, estes agentes entraram com pedidos de liminares na justiça para eximi-los do custo relacionado ao déficit hídrico, situação que acarretou a paralisação das liquidações do mercado de curto prazo.

Por fim, o governo editou a Medida Provisória 688, em agosto de 2015, atendendo ao pleito dos geradores, possibilitando a transferência do risco hidrológico para os consumidores, mediante o pagamento de um prêmio de risco pelos agentes hídricos. Ademais, essa medida teria efeitos retroativos a janeiro de 2015 e mecanismos de repactuação diferentes para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR, a adesão dos agentes para a repactuação do risco foi significativo, totalizando 137 usinas e 10.411 MWmédios, que acarretou um montante transferido para os consumidores de R$ 2,45 bilhões referente ao déficit de 2015. Já no ACL, a proposta oferecida não foi atraente para que houvesse adesão de qualquer agente gerador à repactuação do risco neste ambiente.

Ao analisar todo processo de repactuação do risco hidrológico através da perspectiva dos *grupos de interesse* concluiu-se que:

(i) A demanda por regulação na atividade de geração a fim de repactuar o risco hidrológico, pode ter se intensificado devido a Medida Provisória 579. Esta medida passou a regular o preço de algumas usinas hidrelétricas, o que alterou o princípio da concorrência na atividade de geração e, por isso, abriu precedente à

demanda dos geradores para que houvesse regulação a fim de maximizar o próprio bem-estar;

(ii) A articulação dos geradores hídricos junto ao MME e o pedido de liminares contra o pagamento decorrente do déficit hídrico pode configurar-se como *risco moral*. As liminares foram uma forma de indicar que a crise era impossível de ser solucionada sem uma interferência governamental. Sendo que este fator acarretou a paralização da liquidação do mercado de curto prazo e foi utilizado como a justificativa de urgência da Medida Provisória 688/2015;

(iii) A repactuação retroativa a janeiro de 2015 pode configurar-se como *rent-seeking*. Com efeito, é visível que os agentes hídricos pressionaram o governo para que houvesse uma ação intervencionista, que na verdade contribuiu para aumentar seus próprios rendimentos;

(iv) A transferência do risco hidrológico para os consumidores, referente à 2015, trouxe um benefício por usina hidrelétrica no valor de R$ 17,88 milhões, enquanto o custo por unidade consumidora foi de apenas R$ 31,85. O sucesso em obter essa transferência contribui para reforçar a premissa de que *grupos de interesse* cuja o benefício *per capita* seja maior são propensos a serem beneficiados pela regulação;

(v) Em todo o processo de repactuação os geradores hídricos e comercializadores tiveram um papel bem ativo, que representou 75% de todas as participações na Audiência Pública n° 32/2015. Já os consumidores representaram apenas 7,2%. Esse fato contribui para fortalecer o pressuposto de que a regulação é elaborada para beneficiar os grupos de interesse que forem mais ativos politicamente;

(vi) O governo, ao editar a Medida Provisória 688/2015, agiu para maximizar a própria utilidade. Tendo como base o modelo de Peltzman (1976), o governo maximizou seu apoio político através da elevação da taxa de lucro das empresas, sem que no curto prazo aumentasse o valor da tarifa de energia. Situação que fortalece o pressuposto de que os agentes são racionais e atuam para maximizar seu próprio bem-estar;

(vii) Por fim, a ANEEL teve um bom desempenho ao tentar equilibrar o interesse dos agentes. Pode-se afirmar que a repactuação a partir de 2016 conseguiu neutralizar os impactos para os consumidores. Entretanto, não se pode afirmar o mesmo com relação ao ano de 2015, em que a ANEEL era contra a repactuação retroativa. Como a agência está sujeita à legislação do governo, coube a ela apenas alocar este prejuízo de forma que houvesse um menor impacto para os consumidores. Assim, não se pode descartar a hipótese de que a transferência do déficit hídrico de 2015 para os consumidores foi uma alocação de prejuízos, com o objetivo de aumentar o resultado das empresas.

A principal limitação encontrada no desenvolvimento do presente trabalho refere-se ao processo de repactuação no ACL e à divergência entre informações do valor de prêmio de risco que constam na Resolução Normativa 684/2015 e na Lei n° 13.203/2015. Outra restrição atrela-se à longa duração do processo de repactuação, devido à complexidade do tema e a demora para que a Medida Provisória 688/2015 fosse aprovada. Este cenário prorrogou o prazo de adesão dos geradores à repactuação do risco hidrológico para meados de janeiro de 2016 e, consequentemente, dificultou a coleta de dados para a dissertação.

Para aprofundar o tema, sugere-se analisar se os prêmios de risco para os produtos de repactuação no ACR foram equilibrados, visto que 66% das usinas optaram pelo produto "SP100". Além disso, analisar o porquê nenhum agente optou por repactuar o risco hidrológico no ACL. Outro ponto importante e que não foi abordado nesta dissertação é a análise do impacto que o adiamento da revisão das garantias físicas teve no GSF inferior a 1, no período entre 2014 e 2015.

Por fim, tendo em vista que o resultado da análise fortaleceu os argumentos trazidos pela Teoria dos Grupos de Interesse, além de destacar a presença de *rent-seeking* e risco moral no processo de negociações para a repactuação do risco hidrológico, futuras linhas de investigação poderão aprofundar ainda mais a análise do tema. Dentre essas linhas sugere-se como inspiração para trabalhos futuros: (i) elaborar a função utilidade de Peltzman (1976), a fim de verificar a maximização da utilidade do governo com a edição das Medidas Provisórias 579 e 688; (ii) aprofundar os estudos sobre a independência das agências reguladoras no Brasil e mensurar o impacto das intervenções governamentais,

principalmente no setor elétrico; e (iii) analisar casos no setor elétrico onde é possível identificar atividade de *rent-seeking* e risco moral na atuação dos agentes.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Boletim energia. informativo Semanal**. nº 277 – 13 a 19 de julho. 2007. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim277.htm . Acesso em: 09 jun. 2016

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica n° 001/2014-ASD-SEM-SRG**. Limites máximo e mínimo de preço de liquidação das diferenças. 10 out. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica n° 038/2015-SRG-SRM/ANEEL**. Proposta para mitigação do deslocamento de geração hidrelétrica em função do despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo. 19 mai. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Explicativa: Apuração da Conta Bandeiras – Mês de competência Junho/2015**. 30 maio. 2015 (2015b).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica nº 146/2015–SRM/SRG/ANEEL**. Proposta repactuação de risco por meio de aditamento dos contratos regulados vigentes de venda de energia de fonte hidrelétrica, com o objetivo de transferir o risco hidrológico para os consumidores mediante redução de preço. 12 ago. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Voto do Diretor-Relator** – 2° Fase da Audiência Pública 32/2015. Análise de pleitos para a mitigação dos efeitos do risco de deslocamento da geração hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e proposta de abertura da segunda fase de Audiência Pública com instrumentos para a repactuação do referido risco. 18 ago. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica n° 177/2015-SRM-SRG/ANEEL**. Medida Provisória n° 688, de 18 de agosto de 2015, que trata da repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. 31 ago. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica nº 193/2015–SRM-SRG/ANEEL**. Critérios para anuência e as demais condições de repactuação do risco hidrológico, nos termos da medida da Medida Provisória n° 688, de 18 de agosto de 2015 – MP 688. 21 set. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Voto do Diretor-Relator – 4° Fase da Audiência Pública 32/2015.** Proposta de abertura da quarta fase de Audiência Pública nº 032/2015 com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de minuta de resolução normativa visando definir as condições e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. 22 set. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica nº 197/2015–SRM-SRG/ANEEL.** Critérios para anuência e as demais condições de repactuação do risco hidrológico, nos termos da medida da Medida Provisória n° 688, de 18 de agosto de 2015 – MP 688. 28 set. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica nº 238/2015–SRM-SRG/ANEEL.** Critérios para anuência e as demais condições de repactuação do risco hidrológico, nos termos da medida da Medida Provisória n° 688, de 18 de agosto de 2015 – MP 688. 29 out. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015.** Estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição.** 2016. (2016a)

AMARAL FILHO J.B.S. **A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária.** Campinas: Tese (doutorado). Universidade Estadual de Campinas. 2007.

ARAUJO J. L. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DO NÚCLEO DE ECONOMIA DA INFRAESTRUTURA, 1997 Rio de Janeiro. **Anais** Rio de Janeiro : IE/UFRJ, 1997.

ARAÚJO, J.L.; COSTA, A; CORREIA, T.; MELO, E. Reform of Reforms in Brazil: Problems and Solutions. In **Competitive Electricity Markets**. design, implementation, performance. Elsevier Science. 2008.

BARROSO, L.A.; *et al.* Classification of electricity market models worldwide. In: INTERNACIONAL SYMPOSIUM CIGRE/IEEE PES, 2005. Proceedings

BARROSO, L.A. **Metodologia para determinação da capacidade estrutural de suprimento de energia**. Nota Técnica PSR. Market Report – Edição 55. Julho, 2011.

BEAVER, W.H. **Financial reporting: an accounting revolution**. New Jersey: Printice-Hall, 1998.

BECKER, G. S. A theory of competition among pressure groups for political influence. **Quarterly Journal of Economics**. nº 98. pp. 371-400. 1983.

BINENBOJN G. Comentários sobre a relação entre governo e entes reguladores independentes. In: SALGADO L.H.; MOTTA, SEROA. **Marcos regulatórios no Brasil**: incentivos ao investimento e governança regulatória. . Rio de Janeiro: IPEA. 2008.

BRANDÃO, L. G. L. **Análise de risco em novos empreendimentos considerando o índice de custo benefício**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia elétrica , Brasília , 2009. Publicação PPGENE.DM – 404/09.

BRASIL. Presidência da República. **Lei n° 9.074**, de 7 de julho de 1995.

_____. Presidência da República. **Lei n° 9.427**, de 26 de dezembro de 1996.

_____. Presidência da República. **Lei n° 9.648**, de 27 de maio de 1998.

_____. Presidência da República. **Decreto n° 2.655**, de 02 de julho de 1998.

_____. Presidência da República. **Lei n° 10.848**, de 15 março de 2004.

_____. Presidência da República. **Decreto n° 5.163**, de 30 de julho de 2004. (2004a)

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. Sobre a forma de redução do consumo de energia elétrica. **Valor Econômico**. São Paulo, 14 de abril de 2014. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_castro150.pdf . Acesso em: fev. 2016

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Infomercado Mensal**. N. 90. Fev. 2015.

_____. Conheça as atribuições e o foco de atuação da CCEE. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em: dezembro de 2015. (2015 a).

_____. **InfoMercado –dados individuais 2015**. 2015. (2015b).

_____. **Resultado da Liquidação Financeira**. 2015. Acesso em: fevereiro de 2016

_____. **Infomercado mensal. n. 99**. contabilização de setembro de 2015 (2015a)

_____. **Apresentação InfoPLD - Fevereiro de 2016**. 2016. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_362237. Acesso em: 3 maio 2016.

_____. **Conta Bandeiras - Prêmio de Risco.** 2016.

_____. **Preço Médio da CCEE (R$/MWh)**. 2016. (2016a)

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELETRICA. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Apostila de treinamento Newave e Decomp**. São Paulo: CCEE/ONS, 2007

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Projeto Newave: modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes:** manual do usuário. Rio de Janeiro: [s/n], 143 p. 2004.

CORREIA, T.B.; MELO, E.; COSTA, A.M.; SILVA, A.J. Trajetória das reformas institucionais da indústria da elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado**. Revista Economia**, v.7. n.3, 607-627. Set/Dez 2006.

D'AVILA R.F. **GSF**. IBDE - reunião conjunta das comissões de estudos de econômico Financeiro. São Paulo, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço energético nacional**. 2015.

FAGUNDES, M. A. S. Evolução da regulação nos contratos de energia elétrica. **Revista do Direito da Energia**, n° 10; dez. 2010.

FARR, J.G.; FELDER, F.A. Competitive electricity markets and system reliability: the case for New England's proposed locational capacity market. **The Electricity Journal**, vol. 18, n. 8, out. 2005.

FIANI R. **Teoria da regulação econômica:** estado atual e perspectivas futuras. IE-UFRJ, 1998. Texto para discussão

FIANI, R. **O anteprojeto das agências reguladoras:** uma avaliação crítica. Rio de Janeiro: Nuca-IE-UFRJ, 2003. Ciclo de seminários sobre reestruturação do setor elétrico.

FIANI R. Afinal, a quais interesses serve a regulação? **Economia e Sociedade**, n.2, vol. 13, 2004.

FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense. EDUFF, 1999.

GOMES, A.C.S *et al*. BNDES 50 Anos – histórias setoriais. **O Setor Elétrico,** dez. 2002.

JUSTEN FILHO M. **O Direito das agências reguladoras independentes**. São Paulo. Dialética. 2002.

KAHN A.E. The Economic of regulation: principles and institutions. **Economic Policy**. London: MIT. 1998.

LEITE, A.D. **A Energia do Brasil**. Rio de janeiro. Elsevier Editora Ltda., 2° Edição. 2007.

LEME, H.F. **Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: a**valiação e gestão de risco de contratos contendo Flexibilidades. Campinas, [s.l], 2008.

LOSEKANN, L.D. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro:** coordenação e concorrência. Tese (Doutorado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003

MAYO, R. **Mercados de eletricidade**. Synergia. 2012.

MUELLER B e PEREIRA C. Credibility and the design of regulatory agencies in Brazil. **Brazilian Journal of Political Economy**. n.3 , vol. 22, 2002.

MÜLLER-MONTEIRO, E. **Teoria de grupos de pressão e uso político do setor elétrico brasileiro**. 2007 – 140 f. Dissertação (Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia EP / FEA / IEE / IF - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Histórico da operação**. geração de energia. 2015. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx . Acesso em: 23 fev. 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **O que é o SIN** – sistema interligado nacional. 2016. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx . Acesso em: 28 jan. 2016.

_____. **Informe do programa mensal - IPMO** de operação. 2016. Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/IPMO.aspx Acesso em: 13 jan. 2016. (2016a)

_____. **Energia Natural Afluentes dos Subsistemas - ENAS**. 2016. Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/enas_subsistemas.aspx. Acesso em: 21 maio 2016 (2016b)

PARENTE, V. *et al*. **Energia:** o desafio das agências reguladoras. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2007.

PELTZMAN S. Towart a more general theory of regulation. **Journal of Law and Economics,** Vol. 19, p. 211-240, 1976

PEMBERTON JÚNIOR, T. O. **Modelando o preço spot de energia elétrica no Brasil:** um modelo estocástico com reversão à media, mudança de regime markoviano e difusão com saltos. Tese (Mestrado Profissional)- Faculdade IBMEC de São Paulo. São Paulo, 2006.

PINTO JR., H. ALMEIDA, E. F.; BONTEMPO, J.V.; IOOTY, M. **Economia da Energia:** fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2007.

PINTO, L. M. V. G. **Encontro energia & cenários** 2015. São Paulo. Fev. 2015

PIRES, J.C.L; PICCININI, M.S. A regulação dos setores de infraestrutura no Brasil. In: Giambiagi, F. Moreira, M.M. (org). **A Economia Brasileira nos anos 90**. Rio de Janeiro: BNDES, 1999.

PYNDYCK R.S. **Microeconomia**. Pearson Education do Brasil. 7° ed. São Paulo 2010.

RAMOS, D.S. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro**. material utilizado na disciplina de formação de preços e comercialização de energia em disciplina de pós-graduação da Escola Politécnica da USP, 2015, São Paulo.

REGO, E. E. **Usinas hidrelétricas "botox":** aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia. 2007. 207 f. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

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

RODRIGUES A. **Gerenciamento da informação contábil e regulação:** evidencias no mercado brasileiro de seguros. Tese (Doutorado). Universidade de São Paulo. São Paulo 2008.

SANTANA, E. A. A Incompletude dos contratos, o direito de propriedade e o design de modelos: o caso da indústria de energia elétrica do Brasil. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 34, 2006, Salvador. **Anais.** Disponível em: http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto2609.pdf . Acesso em: 12 jun. 2016.

SILVA, E.L. **Formação de preços em mercados de energia**. Ed Sagra Luzzato. Porto Alegre. 2001.

SIQUEIRA, M. A. **Seminário eficiência no uso dos recursos naturais**. Amcham. São Paulo. Fev. 2015.

STIGLER, G. J. The Theory of economic regulation**. Bell Journal of Economics and Management Science**, Spring, pp. 3-21. 1971.

TOLMASQUIM, M. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia. EPE. Brasília. 1° Edição. 2011.

TOLMASQUIM, M. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia. EPE. Brasília. 2° ed. 2015.

VISCUSI W. K., VERNON J. M. e HARRINGTON J.E. **Economics of regulation and antitrust**. 2ª ed. MIT Press. 1995.

WORLD BANK & LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION (OLADE), The evolution, situation, and prospects of the electric power sector in the Latin American and Caribbean Countries. **Report Nº 7**, v. I e II, World Bank, August 1991.