

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LUIZ HENRIQUE DE MELLO

REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO MERCADO REGULADO DE
ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DO RISCO MORAL

CURITIBA

2019

LUIZ HENRIQUE DE MELLO

REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO MERCADO REGULADO DE
ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DO RISCO MORAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico – Mestrado Profissional, Setor de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal do Paraná, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Desenvolvimento Econômico.

Orientador: Prof. Dr. Adalto Acir Althaus Junior

CURITIBA

2019

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS –
SIBI/UFPR COM DADOS FORNECIDOS PELO(A) AUTOR(A)
Bibliotecário: Eduardo Silveira – CRB 9/1921

Mello, Luiz Henrique de

Repactuação do risco hidrológico no mercado regulado de energia elétrica
: uma análise sob a perspectiva do risco moral / Luiz Henrique de Mello
. – 2019.

72 p.

Dissertação (mestrado profissional) - Universidade Federal do Paraná,
Setor de Ciências Sociais Aplicadas, Programa de Pós-Graduação em
Desenvolvimento Econômico.

Orientador: Adalto Acir Althaus Junior.

Defesa: Curitiba, 2019.

1. Setor Elétrico. 2. Riscos. 3. Brasil. I. Universidade Federal do Paraná.
Setor de Ciências Sociais Aplicadas. Programa de Pós- Graduação em
Mestrado Profissional em Desenvolvimento Econômico. II. Althaus Junior,
Adalto Acir. III. Título.

CDD 333.7932



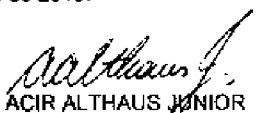
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR SETOR DE CIÊNCIAS SOCIAIS E APLICADAS
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO - 40001016051P7

TERMO DE APROVAÇÃO

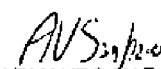
Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado Profissional de **LUIZ HENRIQUE DE MELLO**, intitulada: **REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO MERCADO REGULADO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DO RISCO MORAL**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de Mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 11 de Março de 2019.


ADALTO ACIR ALTHAUS JUNIOR
Presidente da Banca Examinadora


JOSÉ GUILHERME SILVA VIEIRA
Avaliador Interno (UFPR)


ARMANDO VAZ SAMPAIO
Avaliador Externo (UFPR)

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus pela vida, pelas oportunidades que tive e por colocar em meu caminho tantos guias e protetores que iluminam minha trajetória.

Agradeço à minha amada esposa, Georgia, imprescindível pelo apoio, incentivo, dedicação, compreensão e amor. Nos momentos mais difíceis do caminho foi minha fortaleza, me manteve confiante e persistente.

Aos amigos Paulo Gabardo, por todas as conversas, ideias, orientações e a costumeira genialidade em simplificar problemas que parecem extremamente complexos; ao Fábio Lisboa, pela análise crítica e importantes considerações na parte final do processo; e ao Túlio Sávio, pela disponibilidade para diversas discussões metodológicas e colaboração para o desenvolvimento do trabalho.

Aos professores que fizeram parte da minha trajetória e contribuíram para minha evolução acadêmica, pessoal e profissional. Notadamente, aos professores da banca, Armando Sampaio e José Guilherme, pelas valiosas considerações sobre esse trabalho, sobretudo na etapa de qualificação. Ao José Guilherme, ainda, agradeço pelas empolgantes discussões e estímulos trazidos em suas aulas, os debates de macroeconomia, ciência, entre tantos outros, foram fundamentais para ampliar minha visão sobre ciências econômicas.

Ao meu orientador, Adalto, pelo direcionamento da pesquisa, pelos diversos debates conceituais, propostas de reorganização, pelo entusiasmo com o tema e paciência em todo o processo para que chegássemos aos objetivos traçados.

À Tereza, por todo apoio, incentivo e cuidados.

Por fim, agradeço minha família pelas condições e educação que me permitiram concluir mais esse objetivo.

“Na vida, não vale tanto o que temos, nem tanto importa o que somos. Vale o que realizamos com aquilo que possuímos e, acima de tudo, importa o que fazemos de nós”.

Chico Xavier

RESUMO

O risco hidrológico do setor elétrico brasileiro, mensurado pelo *Generating Scaling Factor* (GSF), representa a relação entre o montante total de energia hidráulica gerada pelo conjunto de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a respectiva garantia física definida para negociação no mercado. A escassez hídrica, iniciada no final de 2012, tem mantido o GSF inferior a 1, isto é, a geração de energia tem sido menor que a garantia física, criando a necessidade de despacho de energia a partir de fontes com custos mais elevados para suprir o déficit hídrico. Este cenário gerou uma intensa discussão no setor sobre quem arcaria com os custos da baixa hidrologia. Então, em agosto de 2015, o Governo Federal publicou a Medida Provisória 688 (MP 688), a qual permitiu repassar ao consumidor o risco hidrológico inerente ao setor elétrico brasileiro, em contrapartida a um prêmio de seguro pago pelos geradores. A proposta, que ficou conhecida como repactuação do risco hidrológico, foi aceita no âmbito do mercado regulado de energia elétrica. Nesse cenário, o consumidor passou a exercer a função de uma seguradora, na medida em que os custos do sinistro, originados pela geração de energia elétrica abaixo da garantia física alocada das usinas, serão pagos por ele. Com base nesse contexto, analisou-se a possibilidade de presença de risco moral no mercado regulado de energia elétrica. A análise abordou os pontos fundamentais da MP 688 e as informações oficialmente divulgadas pelas companhias elétricas, buscando-se explorar se a medida permitiu a presença de *moral hazard* e averiguar se o comportamento dos agentes corrobora com o indicativo de risco moral. Ainda, foram realizadas simulações de cenários com base nos dados públicos divulgados pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) com o objetivo de verificar se o ambiente com indicativo de *moral hazard* apresenta maior custo ao consumidor. Os resultados das análises apontaram que o modelo setorial vigente a partir da repactuação do risco hidrológico desencorajou os geradores a utilizar estratégias que poderiam mitigar o risco e reduzir os custos do déficit hídrico, posto que esse agente está protegido de tal risco. Nesse sentido, o modelo aventado pelo Governo Federal revela sinais de presença de risco moral, pois o agente (consumidores) incumbido de pagar pelos custos do GSF exerce um papel essencialmente passivo no processo, não dispondo de estratégias efetivas que possam ser adotadas por ele para mitigar o risco ao qual está exposto. A consequência é o maior custo final para os consumidores do mercado regulado de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Risco Hidrológico; GSF; Risco Moral; Bandeiras Tarifárias.

ABSTRACT

The hydrological risk of the Brazilian electricity sector, as measured by the Generating Scaling Factor (GSF), represents the ratio between the total amount of hydroelectric energy generated by the set of plants participating in the Energy Reallocation Mechanism (MRE) and the respective defined physical guarantee for negotiation in the market. The water shortage, begun at the end of 2012, has kept the GSF below 1, that is, the energy generation has been lower than the physical guarantee, creating the need to produce energy from sources with higher costs to supply the water deficit. This scenario generated an intense discussion in the sector about who would handle the costs of low hydrology. Then, in August 2015, the Federal Government published Provisional Measure 688 (MP 688), which allowed the consumer to pass on the hydrological risk inherent in the Brazilian electricity sector, in exchange for an insurance premium paid by the generators. The proposal, which was known as a renegotiation of the hydrological risk, was accepted within the regulated electricity market. In this scenario, the consumer began to perform the function of an insurer, since the costs of the loss, originated by the generation of electric energy below the physical guarantee allocated to the plants, will be paid by him. Based on this context, the possibility of presence of moral hazard in the regulated electricity market was analyzed. The analysis addressed the fundamental points of MP 688 and the information officially disclosed by the electric companies, seeking to explore whether the measure permitted the presence of moral hazard and to verify if the behavior of the agents corroborates with the indicative of moral hazard. In addition, scenario simulations were carried out based on the public data released by the Electric Energy Trading Chamber (CCEE) in order to verify if the environment with a moral hazard indicator presents a higher cost to the consumer. The results of the analyzes indicated that the sectorial model in effect from the renegotiation of the hydrological risk discouraged the generators to use strategies that could mitigate the risk and reduce the costs of the water deficit, since this agent is protected from such risk. In this sense, the model proposed by the Federal Government reveals signs of a moral hazard, since the agent (consumers) responsible for paying the costs of the GSF plays an essentially passive role in the process, and does not have effective strategies that can be adopted by it to mitigate the risk to which it is exposed. The consequence is the highest final cost to consumers in the regulated electricity market.

Key-words: Hydrological Risk; Generating Scaling Factor; Moral Hazard; Tariff Flags.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	22
Figura 2 - Equilíbrio: $GSF=1$	30
Figura 3 - Equilíbrio: $GSF>1$	31
Figura 4 - Equilíbrio: $GSF<1$	31
Figura 5 - Representação do procedimento metodológico	43

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Energia Natural Afluente - ENA (%MLT)	45
Gráfico 2 - Energia Natural Afluente – ENA (% MLT) – Subsistema SE/CO	45
Gráfico 3 - Geração de Energia Termelétrica (MWmed)	46
Gráfico 4 - PLD médio (R\$/MWh).....	47
Gráfico 5 – GSF (%) – base mensal.....	48
Gráfico 6 – GSF (%) – base anual	48
Gráfico 7 – GSF x PLD.....	49
Gráfico 8 – Níveis de Contratação Cemig	55
Gráfico 9 – Níveis de Contratação Copel	56
Gráfico 10 – Níveis de Contratação Engie	56
Gráfico 11 - Níveis de Contratação AES	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - MAPA DE ANÁLISE	43
Tabela 2 – Simulação do custo do déficit hidrológico se toda a energia fosse negociada no ACR	60
Tabela 3 – Simulação do custo do déficit hidrológico se toda a energia fosse negociada no ACL.....	62
Tabela 4 - Sensibilidade do resultado	63
Tabela 5 – Teste t de Student	64

LISTA DE SIGLAS

ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APINE - Associação dos Produtores Independentes de Energia
CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia
CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias
CMO – Custo Marginal de Operação
CVM – Comissão de Valores Mobiliários
ENA - Energia Natural Afluente
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
GF – Garantia Física
GSF – Generation Scaling Factor
MAE - Mercado Atacadista de Energia
MCP – Mercado de Curto Prazo
MME – Ministério de Minas e Energia
MP – Medida Provisória
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
MW – Megawatt
MWh – Megawatt hora
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro
SIN – Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	PROBLEMA DE PESQUISA.....	16
1.2	OBJETIVOS.....	16
1.2.1	Objetivo Geral.....	16
1.2.2	Objetivos Específicos.....	17
1.3	JUSTIFICATIVA.....	17
2	REVISÃO TEÓRICA.....	20
2.1	AS REFORMAS RECENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
2.2	MODELO INSTITUCIONAL.....	21
2.3	OPERAÇÃO E FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO...	23
2.3.1	Garantia Física (Energia Assegurada).....	24
2.3.2	Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	25
2.3.3	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	26
2.3.4	Mercado de Curto Prazo (MCP)	26
2.3.5	Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	27
2.3.6	Generation Scaling Factor (GSF)	28
2.3.7	Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).....	32
2.4	INFORMAÇÕES ASSIMÉTRICAS	33
2.5	PROBLEMA DE AGÊNCIA.....	35
2.6	MORAL HAZARD	36
3	METODOLOGIA.....	40
4	ANÁLISES E DISCUSSÕES.....	44
4.1	DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 32/2015 À MP 688/15.....	44
4.1.1	Cenário Elétrico que Instigou a Abertura da AP 32/2015.....	44
4.1.2	Pleito dos Geradores, AP nº 32/2015 e MP 688/15.....	50
4.1.3	Análise de Informações Divulgadas pelas Companhias	53
4.1.4	Análise da Estratégia e Comparação de Custos	59
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	65
	REFERÊNCIAS.....	68

1 INTRODUÇÃO

Entre os fatores indispensáveis para se determinar o quão uma nação é desenvolvida está o nível de acessibilidade da população aos serviços básicos de infraestrutura (transporte, saneamento, telecomunicações e energia). Nesse contexto, a energia é um elemento imprescindível ao desenvolvimento econômico e social ao prover a base às ações produtivas da sociedade.

Faz-se, portanto, essencial o aperfeiçoamento do setor elétrico para acompanhar o progresso do país e estimular o crescimento nacional. Não há como se imaginar um país que almeje o crescimento sustentável de sua economia e não mantenha sua infraestrutura funcionando de forma adequada.

No caso brasileiro, observa-se que o setor elétrico tem passado por algumas turbulências operacionais e regulatórias que impactam diretamente o retorno do negócio, geram um clima de incerteza e podem ter causado maiores custos aos consumidores finais.

A Medida Provisória nº 579 de 2012 (a qual, em 2013, foi convertida na lei nº 12.783) trouxe, entre outras medidas, o sistema de “usinas cotistas”, por meio do qual as usinas hidrelétricas que estavam na iminência de ter seus contratos de concessão encerrados poderiam renová-los, porém os consumidores repartiriam a energia produzida por essas usinas e assumiriam o risco hidrológico, em contrapartida, as tarifas pagas aos geradores hidrelétricos cobririam apenas os custos de manutenção e operação.

A MP 579 tinha como objetivo promover uma redução tarifária para o consumidor, porém a falta de transparência e diálogo com os agentes envolvidos, haja vista a medida não ter passado pelo processo regular de audiência pública, e ter utilizado premissas econômicas contestáveis para valoração dos ativos, fizeram com que a medida se tornasse um grande desastre. Somente entre 2013 e 2014, os prejuízos causados pela medida alcançaram R\$ 60,9 bilhões. (FARIA, 2015)

O panorama seguinte apresentou elevado déficit hidrológico, mensurado pelo *Generating Scaling Factor* (GSF), o qual indica a relação entre o montante total de energia hidráulica gerada pelo conjunto de usinas participantes do MRE e suas respectivas garantias físicas (quantidade máxima de energia, definida pelo Ministério de Minas e Energia, que pode ser utilizada para negociação no mercado).

Esse fato gerou maiores custos com energia elétrica, pois se fez necessário comprar energia mais cara no mercado de curto prazo para suprir o déficit, causando dano para os consumidores finais - via energia oriunda das usinas que aderiram ao regime de cotas – e para os geradores com usinas fora do regime de cotas, os quais tiveram desafios para ajustar o fluxo de caixa, sendo que alguns precisaram aumentar o endividamento para cumprir com seus compromissos.

Um ambiente de instabilidade se criou e trouxe insegurança para os agentes setoriais, os quais buscaram meios judiciais para evitar perdas. Diversas liminares foram concedidas por intermédio das associações representativas de geradores e consumidores, acarretando num quadro de inadimplência setorial, o qual, em agosto de 2015, somava, aproximadamente, R\$ 2,2 bilhões relativos ao risco hidrológico (CCEE, 2015).

Para tentar sanar o problema, o governo federal, por meio da Medida Provisória 688 de agosto de 2015, repassou o risco hidrológico do mercado regulado (mercado no qual os consumidores adquirem a energia da concessionária de distribuição detentora do monopólio de sua região) aos consumidores, por meio da introdução das bandeiras tarifárias.

Sendo assim, em 2015, as contas de energia elétrica incorporaram o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que representa o acréscimo no valor de energia elétrica repassada ao consumidor final, em função da piora das condições para geração de eletricidade (ANEEL, 2018).

Conseqüentemente, elevados custos foram repassados ao consumidor, o qual não tem gestão sobre a geração de energia das usinas hidrelétricas. Entretanto, ao contrário dos consumidores, os geradores hidrelétricos teriam maneiras de minimizar as conseqüências do déficit hidrológico.

O gerador só arcaria com os custos do GSF se vender mais energia do que será gerada, ou seja, se estiver contratado a um nível maior do que a energia que lhe é alocada (líquida do déficit hidrológico) e, mesmo assim, só terá prejuízo se o preço de curto prazo estiver acima do preço que a energia foi vendida.

Salienta-se que os geradores possuem liberdade negocial para realizar a melhor escolha possível (podem escolher como alocar a energia durante o ano e o quanto de energia vender). Já o consumidor, que nesse cenário exerce a função de seguradora, não pode tomar qualquer ação para minimizar os impactos do déficit hidrológico, sequer possui autonomia para negociar contratos que mitiguem o risco.

Mais que isso, a transferência do risco pode causar mais distorções no mercado ao incentivar o comportamento imoral na venda de energia elétrica e fazer com que se reduza a eficiência do setor elétrico. Pois, os geradores poderiam aumentar a quantidade de energia ofertada ficando mais expostos ao risco, dado que a perda decorrente dessa exposição seria de responsabilidade de terceiros.

Tendo em vista os incentivos gerados pela nova legislação, bem como a consequente alocação de riscos, há sinais da possível existência de risco moral nesse cenário.

Diante da assimetria de informações entre consumidores e geradores, depara-se com problemas clássicos da teoria econômica, conhecidos como *moral hazard* (risco moral) e a teoria do agente-principal. A abordagem do risco moral trata de situações nas quais uma conduta (conduta dos geradores de energia elétrica no caso em análise) pode ser alterada em face da contratação de um seguro.

Não obstante, a teoria do agente-principal traz à luz a ideia de que o agente (representado neste estudo pelos geradores) pode ter um comportamento direcionado visando ter maior retorno em seus interesses, os quais acabam colidindo aos interesses do principal (representado pelos consumidores neste estudo). Tal cenário gera o, assim conceituado, conflito de agência.

Sendo assim, essa pesquisa analisará, se a repactuação do risco hidrológico para o mercado regulado de energia elétrica, por meio da MP 688/15, permitiu que ocorresse o fenômeno do risco moral. Para tanto, o estudo será realizado à luz da teoria de agência e *moral hazard*.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

A presente pesquisa está baseada na seguinte questão: há risco moral na alocação do risco hidrológico no consumidor?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta pesquisa será analisar se a alocação dos custos do risco hidrológico no consumidor apresenta elementos que caracterizem a presença de risco moral no ambiente do mercado regulado de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho estão expostos a seguir:

- a) Descrever os incentivos e desincentivos para os geradores atuarem de forma a minimizar os custos oriundos do déficit hidrológico;
- b) Abordar a diferença dos custos incorridos no mercado regulado (responsabilidade dos consumidores) e no mercado livre de energia elétrica (responsabilidade dos geradores) em relação ao risco hidrológico;
- c) Analisar se os estímulos e desestímulos descritos no item “a” têm influencia sobre a diferença de custos entre o ambiente livre e regulado de comercialização de energia elétrica.

1.3 JUSTIFICATIVA

O setor elétrico exerce papel fundamental para o desenvolvimento econômico de uma sociedade. A energia é um recurso primordial para a produção de bens e serviços, além de ser um bem básico para suprir as necessidades da sociedade contemporânea, impactando diretamente na qualidade de vida das pessoas.

Os dispêndios com energia aumentaram nos anos recentes em função da escassez hídrica vivenciada pelo setor elétrico brasileiro desde 2012. O *Generating Scaling Factor* (GSF), que indica a relação entre o montante total de energia hidráulica efetivamente gerada pelo conjunto de usinas participantes do MRE e o montante total esperado de geração de energia com base nas respectivas garantias físicas (quantidade máxima de energia, definida pelo Ministério de Minas e Energia, que pode ser utilizada para negociação no mercado) tem permanecido abaixo de 1, ou seja, a geração agregada de energia é menor que a garantia física atribuída às usinas (montante de energia que deveria ser gerado pelas usinas em um estado de equilíbrio).

Este cenário gerou aumento nos custos, pois o déficit de produção de energia é compensado pelo acionamento de fontes mais caras, principalmente as usinas térmicas.

Diversas discussões foram travadas no setor elétrico, essencialmente por parte dos geradores que não aceitavam gerir um risco hidrológico tão grande quanto se apresentava. Diversas ações judiciais foram movidas buscando medidas protetivas aos geradores. Ressalta-se que até 2012, de maneira geral, o GSF era superavitário, não ensejando maiores cuidados na gestão de risco por parte dos agentes de geração. Quando a crise hídrica se concretizou, muitos geradores ficaram expostos a um risco que não consideram que seja parte do negócio.

Diversas ações judiciais foram movidas por associações representativas dos agentes setoriais, acarretando em liminares que suspenderam a liquidação, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), das despesas referentes ao GSF e geraram um elevado volume de inadimplência, prejudicando o funcionamento do setor elétrico brasileiro. Diante da pressão gerada, o Governo Federal, em 2015, por meio da Medida Provisória 688, repactuou o risco hidrológico e o transferiu aos consumidores, por meio do pagamento de um prêmio pelos geradores nos moldes de um seguro.

Com essa medida, elevados custos foram repassados aos consumidores, os quais não tem gestão sobre o montante de energia comercializado pelos geradores. Por outro lado, o gerador teria maneiras de mitigar o risco como, por exemplo, não comercializar toda a energia do seu portfólio e, dessa maneira, usaria esse montante não vendido para enfrentar o déficit hídrico a um custo menor que comprar energia no curto prazo. Ainda, os geradores têm a possibilidade de sazonalizar¹ a energia produzida, conforme suas expectativas de geração, consumo e preço, e poderiam minimizar os efeitos do GSF.

A transferência do risco pode fazer com que os geradores não tenham interesse em realizar maiores esforços para concretizar tais estratégias, pois o custo ficará todo com o consumidor. Dessa maneira, naturalmente, o gerador tenderá a realizar a gestão do seu portfólio de energia elétrica buscando a maximização do

¹ A sazonalização consiste em distribuir mensalmente o montante de energia assegurada ao longo de um ano. Os geradores podem definir quais montantes desejam alocar em cada mês.

lucro, o que pode não significar a melhor alternativa do ponto de vista do consumidor.

Diante desse contexto, esse trabalho propõe analisar o assunto sob a perspectiva da *moral hazard* e conflitos de agência. Supostamente, as empresas comercializariam mais energia do que a expectativa de geração, cuja perda decorrente desta exposição será custeada pelos consumidores.

O resultado contribuirá para a compreensão dos efeitos da ação intervencionista do Estado no setor elétrico brasileiro, bem como estimular a discussão de melhores alternativas de gestão de risco para o setor visando minimizar o custo social de um bem tão importante para o desenvolvimento de uma economia e de uma nação.

2 REVISÃO TEÓRICA

2.1 AS REFORMAS RECENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Desde o início da década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por algumas mudanças buscando o aperfeiçoamento do seu modelo de negócio. Duas delas tem destaque por se tratarem de modificações estruturais na forma de funcionamento do mercado de energia (ANEEL, 2008).

A primeira tem como marco legal a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e estabeleceu que a concessão para exploração dos potenciais hidráulicos ocorreria por meio de concorrência ou leilão, no qual o vencedor seria o agente que oferecesse o maior valor pela outorga da concessão (ANEEL, 2008).

Ainda, como parte dessa reestruturação, foram promulgadas, em 1998, a Lei nº 9.648/1998 e o Decreto nº 2.655/1998, que davam seguimento ao processo de desverticalização do setor e criaram o Mercado Atacadista de Energia (MAE)² e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) (BRASIL, 1998).

Segundo ARAUJO (2001), a reforma do setor elétrico brasileiro, a qual ficou conhecida como RESEB, era parte de uma grande reestruturação pró-mercado da economia brasileira, que objetivava aumentar a competitividade e destravar os investimentos necessários para o desenvolvimento da indústria. O modelo setorial adotado se baseou na experiência inglesa: competição para os segmentos de geração e comercialização, enquanto transmissão e distribuição seriam monopólios regulados.

A Aneel sucedeu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Como agência reguladora, em síntese tem por objetivo atuar de forma a garantir, por meio da regulamentação e fiscalização, a operação de todos os agentes em um ambiente de equilíbrio que permita, às companhias, a obtenção de resultados sólidos ao longo do tempo e, ao consumidor, a modicidade tarifária. (ANEEL, 2008, p. 18)

² O Mercado Atacadista de Energia (MAE) era o ambiente no qual se realizavam as transações de compra e venda de energia elétrica (BRASIL, 1998).

Tais medidas pareciam suficientes para alcançar a expansão do sistema. Porém, enquanto o programa ainda encontrava-se em fase de implantação, o modelo sofreu um grande impacto devido ao racionamento de energia elétrica iniciado em junho de 2001 e que durou até março de 2002. Diante desse cenário, iniciou-se o processo para uma nova reforma, com novos estudos para o aperfeiçoamento do modelo setorial e a suspensão das ações oriundas do RESEB.

Conforme destaca BARROSO *et al* (2006), em uma grande variedade de países que realizaram uma reforma institucional do setor elétrico ocorreram dificuldades após a implementação, sendo necessárias correções a partir de uma nova fase, a qual conserva os fatores positivos da primeira, enquanto retifica os que não funcionaram como previsto.

Dessa forma, em 2004, por meio da Lei nº 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004, ocorreu a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, o qual previa (entre outros pontos de destaque) a mudança para o critério de concessão para novos empreendimentos de geração de energia elétrica. A partir de então, o vencedor do leilão é aquele que apresentar o menor preço da energia que será produzida nas usinas licitadas (ANEEL, 2008).

De acordo com ANEEL (2008, p.18) a introdução do novo modelo teve como objetivos principais: “garantir a segurança no suprimento; promover a modicidade tarifária³; e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (como o Luz para Todos).”

Foram criados o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro é destinado exclusivamente às distribuidoras e geradoras, enquanto no ACL há a participação de geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres (ANEEL, 2008).

Ainda, houve a constituição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que veio a substituir o MAE, e a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2.2 MODELO INSTITUCIONAL

³ O valor da tarifa deve possibilitar o acesso indiscriminado de todos os possíveis usuários do serviço.

Tendo em vista a evolução organizacional do SEB, conforme abordado no item anterior, torna-se importante analisar a configuração do modelo institucional estabelecido, bem como a função dos órgãos/agentes que compõem a estrutura.

A estrutura insitucional vigente está apresentada a seguir:

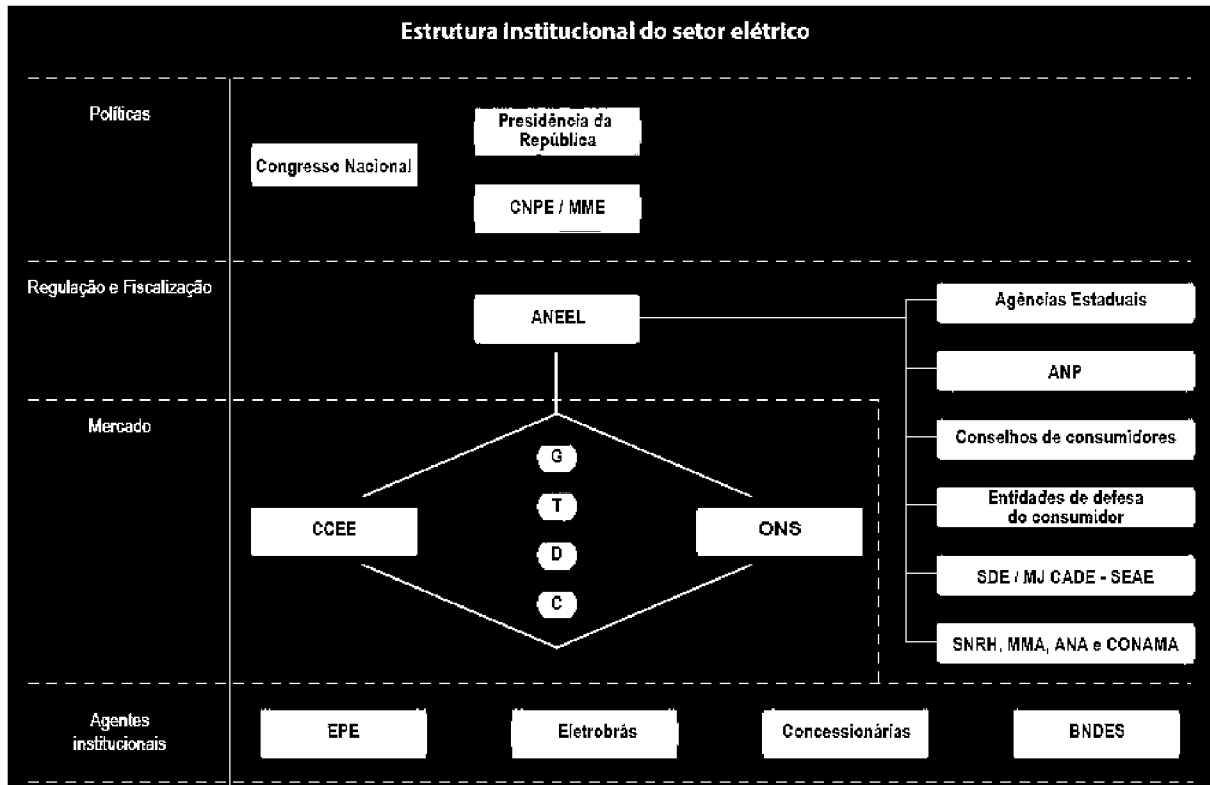


Figura 1 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: ANEEL (2008)

As principais funções das instituições do setor elétrico brasileiro são:

- Ministério de Minas e Energia – MME: é o principal agente regulador do setor elétrico e atua como órgão do governo brasileiro detentor de competências para elaboração de políticas, regulamentação e supervisão;
- Conselho Nacional da Política Energética – CNPE: conselho criado em agosto de 1997, presta serviços de consultoria ao Presidente da República do Brasil em relação ao desenvolvimento e à criação de uma política energética nacional. Foi criado a fim de otimizar a utilização dos recursos energéticos no Brasil e garantir o suprimento nacional de energia elétrica;

- c) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: a responsabilidade principal da ANEEL é regular e supervisionar o setor elétrico de acordo com as políticas ditadas pelo MME e atuar em matérias que lhe forem delegadas pelo governo brasileiro e pelo MME;
- d) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: é uma entidade privada sem fins lucrativos composta de concessionárias de energia elétrica atuantes na geração, transmissão e distribuição de eletricidade, além de outros participantes privados, como importadores, exportadores e consumidores livres. O papel primordial do ONS é coordenar e regular as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado de Transmissão, sujeito a supervisão e regulamentação da ANEEL;
- e) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: é responsável, entre outras atribuições, por registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (os CCEAR) e os contratos resultantes de ajustes de mercado e o volume de eletricidade contratado no Mercado Livre, além de contabilizar e liquidar transações de curto prazo;
- f) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: foi criado pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico para monitorar as condições de serviço e recomendar medidas preventivas para garantir a adequação do fornecimento de energia, incluindo ações sobre a demanda e a contratação de reservas de energia;
- g) Empresa de Pesquisa Energética – EPE: tem por finalidade prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis.

2.3 OPERAÇÃO E FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes (mais o mercado de curto prazo) com características distintas: Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre. O SEB também é composto por dois sistemas para suprir a demanda de energia: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Sistema Isolado. Além disso, o setor conta com mecanismos para mitigar risco,

como é o caso do Mecanismo de Realocação de Energia, o qual tem fundamental importância para o presente estudo. Abordaremos todos esses conceitos neste tópico.

2.3.1 Garantia Física (Energia Assegurada)

O conceito de garantia física é de fundamental importância para a compreensão do tema desta pesquisa. Para se calcular o GSF (índice usado para mensurar o impacto do déficit hidrológico no setor elétrico) há que se saber qual a garantia física das usinas integrantes do MRE.

A garantia física (ou energia assegurada) corresponde ao montante, em MW médios, que uma usina pode suprir, dado o critério de garantia de suprimento. Dessa maneira, a garantia física é a quantidade máxima de energia, definida por Portaria do Ministério de Minas e Energia – MME, que uma usina pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia. (ANEEL, 2018)

Quando define-se o processo de construção de uma usina, sua capacidade instalada (capacidade máxima de produção em MW) é determinada previamente. Entretanto, devido a diversos fatores, ela não conseguirá produzir regularmente na sua capacidade máxima. Em função disso, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) calcula a garantia física dos empreendimentos de geração fundamentada em premissas associadas à geração de longo prazo, como a variabilidade hidrológica.

Portanto, conforme EPE (2018):

A garantia física determina a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido. Ela é uma métrica importante para a adequabilidade da oferta do sistema e é utilizada para dois fins fundamentais no Brasil: a garantia física define a quantidade máxima de energia que um equipamento pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia.

Sendo assim, a garantia física representa a máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, considerando-se aspectos hidrológicos e operacionais. Logo, a garantia física é também o limite máximo de energia, em MW médios, que determinada usina pode comercializar.

2.3.2 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou mercado cativo, a energia é comercializada por meio de leilões regulados pela Aneel e realizados pela CCEE. As geradoras participam como vendedoras, enquanto as compradoras são as distribuidoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional. O Ministério de Minas e Energia (MME) determina a data do leilão e, por meio de portaria, fixa o preço teto do MWh. A prioridade é das geradoras que apresentem o menor preço durante o certame (ANEEL, 2008).

Há duas modalidades de leilões: leilões de energia existente, ou seja, em que a energia é oriunda de usinas já construídas (usinas que já estão em operação); e leilão de energia nova, para o qual a energia será fornecida por usinas que estão em fase de construção ou ainda serão construídas.

No primeiro caso, busca-se atender à demanda atual, então o volume contratado será entregue num prazo menor, geralmente de 1 ano após o leilão (o chamado leilão A-1) e, por esse motivo, participam usinas que já encontram-se operando. Já no segundo caso, geralmente a energia é para atender demanda futura e será entregue em 3 ou 5 anos (os chamados leilões A-3 e A-5, respectivamente) (ANEEL, 2008).

Há, ainda, os leilões de ajuste - os quais visam complementar o volume das distribuidoras para atender seu mercado consumidor e são realizados normalmente até 4 meses antes do início do suprimento – e os leilões de reserva, cujo produto é de usinas que somente entrarão em operação em caso de escassez das fontes convencionais (ANEEL, 2008).

Dessa forma, os leilões de longo prazo também são utilizados como referência pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para projeção de oferta e demanda futura, dando indicativos de cenário futuro para o mercado de energia. E, segundo ANEEL (2008, p. 19), “proporcionam maior segurança em cálculos como fluxo de caixa futuro, por permitir a visualização de, respectivamente, receitas de vendas e custos de suprimento ao longo do tempo.”

Salienta-se ainda, que “segundo o governo, o mecanismo de colocação prioritária da energia ofertada pelo menor preço também garante a modicidade tarifária⁴.” (ANEEL, 2008, p. 19)

2.3.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), também chamado de mercado livre, a contratação de energia se realiza por meio de contratos bilaterais, podendo-se negociar livremente o preço, prazo e volume de energia. Participam desse mercado as geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores, consumidores livres (com demanda superior a 3 MW) e consumidores especiais (consumidores com demanda maior que 0,5 MW e que compre energia de fonte incentivada, como eólica, biomassa, solar ou pequenas centrais hidrelétricas) (ANEEL, 2008).

A grande vantagem desse ambiente é que o consumidor pode escolher o contrato que lhe proporcione melhor custo-benefício.

Assim como no ACR, os contratos são registrados na CCEE.

2.3.4 Mercado de Curto Prazo (MCP)

O MCP (mercado *spot*) tem por finalidade acertar as diferenças verificadas entre o volume contratado e o que foi efetivamente movimentado. Os contratos de energia são efetuados, de maneira geral, por prazos que podem durar vários anos. Logo, os geradores vendem energia com base numa projeção do volume que irá produzir, mas que pode variar conforme orientação da ONS ou condições operacionais e, por outro lado, os compradores estão baseados em projeções de consumo.

Sendo assim, para os dois lados podem ocorrer diferenças, as quais serão liquidadas por meio de compra ou venda de energia elétrica no curto prazo. A valoração da energia nesse ambiente é dada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado semanalmente pela CCEE, com base no Custo Marginal

⁴ O valor da tarifa deve possibilitar o acesso indiscriminado de todos os possíveis usuários do serviço.

de Operação (CMO)⁵, para cada patamar de carga (leve, médio ou pesado) e que tem limite mínimo e máximo.

O cálculo do PLD é realizado pela CCEE - e é o mesmo valor para todos os agentes em cada submercado (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) de energia - com base em informações previstas (*ex-ante*), com referência nas quantidades declaradas de geração e no consumo previsto para cada submercado. Por fim, as informações são processadas nos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais resultam no CMO para cada submercado. Esses conceitos serão abordados em mais detalhes no item 2.3.6.

2.3.5 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O setor elétrico brasileiro configura-se, principalmente, pela produção de energia oriunda de usinas hidrelétricas, as quais representam 60,7% da matriz energética (ANEEL, 2018). Com o objetivo de minimizar os custos operacionais e buscando o menor custo marginal possível, dada as aflúências hidrológicas, nível dos reservatórios, os preços das usinas térmicas e as restrições operacionais, o despacho fica centralizado na ONS (CCEE, 2018). Dessa maneira, os geradores não têm controle sobre o nível de produção de suas usinas, independentemente dos contratos firmados com base na sua garantia física.

Nesse contexto, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado com o objetivo de compartilhar os riscos financeiros relativos à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de forma centralizada pela ONS (CCEE, 2018). O sistema funciona como se fosse um condomínio de usinas, por meio do qual a gestão, no que se refere ao despacho energético, fica centralizada e os riscos são compartilhados.

O fato de algumas usinas estarem posicionadas em forma de cascata⁶, de tal modo que a otimização individual não seja o melhor o ponto de vista global (já que a água é compartilhada por todos), é outro motivo que justifica a existência do MRE e o despacho centralizado (CCEE, 2018).

⁵ Custo para suprir mais uma unidade de carga de energia para o sistema.

⁶ Usinas que estão em sequência num mesmo rio.

Sendo assim, o papel da ONS é maximizar a eficiência do sistema, não considerando as usinas individualmente, mas sim buscando a relação ótima global do condomínio de usinas.

Salienta-se que uma das características do Brasil é sua extensão territorial, ocasionando uma considerável disparidade hidrológica entre as usinas, em diferentes períodos do ano.

Conforme TOLMASQUIM (2011), a geração das usinas hidrelétricas pode ser muito instável em função da disponibilidade hídrica, o que traria grande risco ao negócio, pois o agente gerador estaria exposto aos preços de curto prazo (PLD) para cumprir seus contratos e, mesmo tendo contratado 100% da sua garantia física⁷, poderia falir em função do risco hidrológico inerente ao negócio.

Dado esse risco, “o MRE busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN” (CCEE, 2018, p. 8).

Dessa forma, o papel do MRE é realocar a energia entre os participantes do mecanismo, de tal forma que ocorra a transferência do excedente dos que geraram acima de sua garantia física para os participantes que geraram aquém de sua garantia física.

2.3.6 *Generation Scaling Factor (GSF)*

Conforme abordado no tópico anterior, por intermédio do MRE cada usina hidrelétrica receberá uma parte do total da energia gerada pelos participantes do mecanismo, proporcional a sua garantia física, independente da sua própria geração.

⁷ A garantia física (ou energia assegurada) corresponde ao montante, em MWmédios, que uma usina pode suprir, dado o critério de garantia de suprimento. Dessa maneira, a garantia física é a quantidade máxima de energia, definida por Portaria do Ministério de Minas e Energia – MME, que uma usina pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia. (ANEEL, 2018)

Dessa forma, espera-se que o risco hidrológico seja minimizado ou zerado, ou dito de outra maneira, que o total de energia produzida pelas usinas participantes do MRE seja suficiente para cobrir a garantia física total do sistema.

Se a soma da geração de todas as usinas participantes do mecanismo for insuficiente para suprir a totalidade da garantia física, cada gerador receberá uma parcela inferior à sua garantia física, do mesmo modo que, se a geração for superior, cada um terá uma alocação de energia capaz de suprir sua garantia física e ainda haverá uma sobra (energia secundária) (ANEEL, 2015).

Essa relação entre o montante total de energia hidráulica gerada pelo conjunto de usinas participantes e a garantia física do MRE é definida como GSF (*Generation Scaling Factor*) ou ajuste do MRE (ANEEL, 2015).

A partir dessa definição pode-se sintetizar o conceito de GSF com a seguinte equação:

$$GSF = \frac{GTE\ MRE}{GF\ MRE}$$

Equação 1 - Cálculo do GSF

Onde:

GSF: *Generation Scaling Factor* ou ajuste do MRE

GTE MRE: Geração Total de Energia do MRE

GF MRE: Garantia Física do MRE

A partir dessa equação pode-se ter 3 resultados diferentes:

- a) Equilíbrio: $GSF = 1$
- b) Deficitário: $GSF < 1$
- c) Superavitário: $GSF > 1$

No cenário de equilíbrio, o total de energia gerada é igual ao total da garantia física de todas as usinas participantes do MRE.

No cenário deficitário, o total gerado é inferior à garantia física total do mecanismo, e será necessário adquirir energia no mercado de curto prazo ao preço do PLD para honrar a totalidade de seus contratos.

Por fim, no cenário superavitário, a produção de energia fica acima da garantia física do MRE e os geradores terão um montante excedente de energia (energia secundária), que será dividido proporcionalmente à garantia física de cada usina e liquidado no mercado de curto prazo ao preço do PLD.

A seguir ilustra-se, por meio das figuras 2, 3 e 4, os três cenários possíveis: equilíbrio, superavitário e deficitário, respectivamente. A área em azul demonstra a geração total da usina, enquanto a área com a borda vermelha é a garantia física de cada usina. Cada figura apresenta duas situações, primeiro no contexto individual de cada usina e, no segundo, o contexto após a realocação de energia pelo MRE.

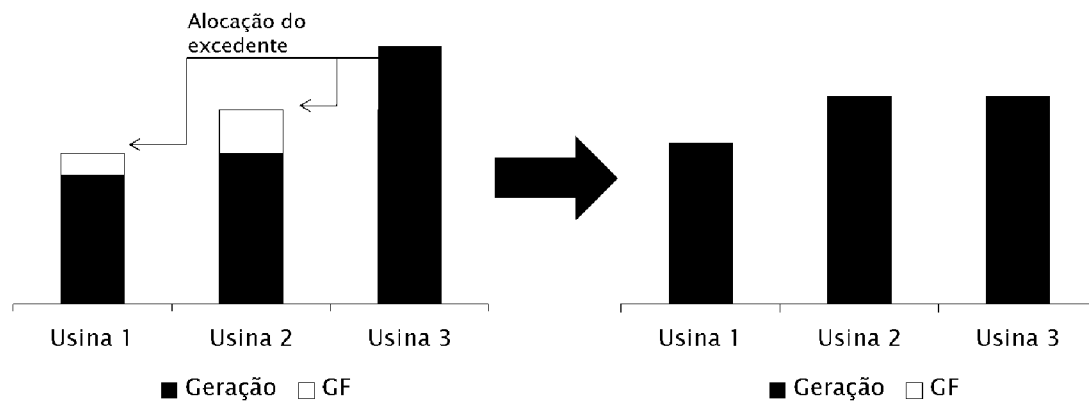


Figura 2 - Equilíbrio: GSF=1

Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 2 tem-se 3 usinas, sendo que em determinado período apenas a usina 3 gera acima da sua garantia física, enquanto as usinas 1 e 2 geram abaixo. Tal circunstância pode ocorrer, por exemplo, pelo fato de que as usinas 1 e 2 estão localizadas em uma região que teve baixa vazão de água no período. Então, por intermédio do MRE se faz a realocação da energia do sistema.

Como, nesse caso, a geração das 3 usinas somadas equivale exatamente à garantia física das mesmas, o resultado é que o sistema fica em equilíbrio com a usina 3 transferindo seu excedente para as demais usinas e o GSF é igual a 1.

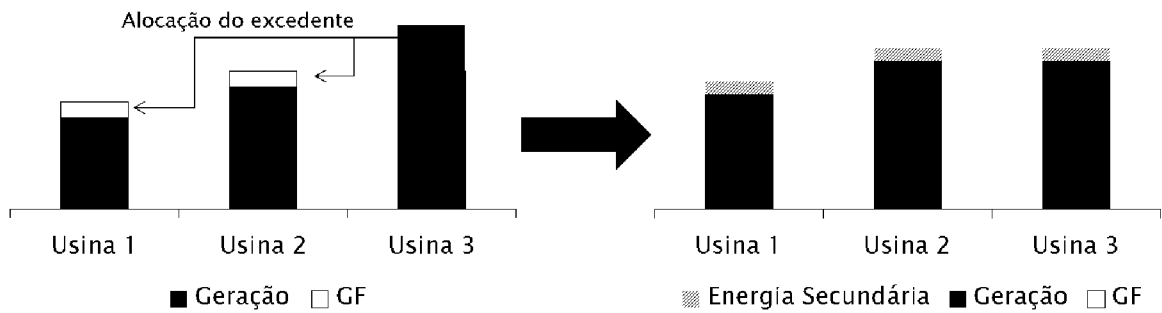


Figura 3 - Equilíbrio: $GSF > 1$

Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 3 segue-se a mesma lógica de produção anterior, porém, apesar de apenas a usina 3 ter gerado acima da própria garantia física, a soma da geração das usinas foi acima da garantia física do sistema (GSF foi maior que 1).

Ou seja, o superávit de uma usina mais que compensou os déficits das outras e, da mesma maneira, o MRE faz a realocação de toda a energia, inclusive da sobra, de forma proporcional a garantia física de cada usina. O cenário 2 apresenta o resultado de sobra para todas as usinas, que é chamada de energia secundária e será vendida no mercado de curto prazo ao preço do PLD.

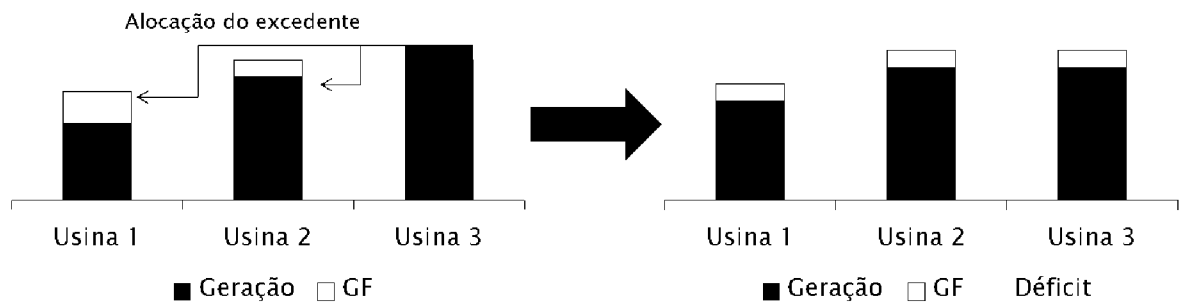


Figura 4 - Equilíbrio: $GSF < 1$

Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, a figura 4 apresenta o cenário deficitário, no qual, mesmo com a usina 3 produzindo acima de sua garantia física, a soma da geração das usinas foi insuficiente para igualar a garantia física (GSF inferior a 1).

Sendo assim, após a realocação do MRE, conforme demonstrado na figura, todas as usinas ficaram com déficit de geração. Nesse cenário, caso os geradores tenham vendido a totalidade de suas garantias físicas, o déficit seria compensado pela compra de energia no mercado de curto prazo ao preço do PLD.

2.3.7 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para a valoração dos volumes de energia comercializados no mercado de curto prazo. O PLD é apurado semanalmente pela CCEE, por submercado⁸, com base no Custo Marginal de Operação (CMO)⁹ para cada patamar de carga (média, leve ou pesada) e que tem limite mínimo e máximo (CCEE, 2018a).

Para tanto, utilizam-se modelos matemáticos para a apuração do PLD, os quais buscam a relação ótima entre o benefício presente de uso da água *versus* benefício futuro do seu armazenamento, levando-se em conta o custo dos combustíveis das usinas termelétricas (CCEE, 2018a).

A questão é que, olhando-se apenas para o presente, a maior economia seria a máxima utilização de fontes hídricas, por ser a mais barata. Entretanto, isso elevaria os riscos de déficit hidrológico no futuro, por baixar (talvez até excessivamente) o nível dos reservatórios.

Por outro lado, buscando-se a menor exposição ao risco de fornecimento energético, o melhor seria manter o nível dos reservatórios o mais alto possível, acionando fontes térmicas o que, por consequência, eleva os custos de operação. Tendo em vista esse paradoxo, a tentativa da CCEE, por intermédio dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP¹⁰, é obter o equilíbrio ótimo entre o risco e o custo de operação.

As premissas que orientam o modelo de precificação são: condições hidrológicas, demanda de energia, preços de combustível, custo do déficit, entrada em operação de novos projetos e disponibilidade de geração e transmissão de energia.

⁸ Os submercados são divididos em Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

⁹ Custo para suprir mais uma unidade de carga de energia para o sistema.

¹⁰ “O objetivo básico do NEWAVE é determinar metas de geração que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Um dos principais resultados obtidos na estratégia de solução do modelo NEWAVE é a função de custo futuro. É por meio dessa função que o encadeamento com o modelo de curto prazo – DECOMP – é realizado, compatibilizando a política de operação de curto prazo com a política de operação de médio prazo, definida pelo NEWAVE.” (CCEE, 2018a, p. 8)

O resultado do processamento dessas premissas pelos modelos NEWAVE e DECOMP aponta para o despacho ótimo (geração hídrica e geração térmica) para o período e obtém-se o CMO de cada submercado em base semanal e mensal (CCEE, 2018a). A partir desse resultado se calcula o PLD.

Conforme CCEE (2018a, p. 8), “o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD é determinado com base no CMO para a primeira semana do horizonte de planejamento, considerando-se os limites máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL.”

Nesse sentido, o PLD pode ser representado pela seguinte equação:

$$PLD_{s,r,w} = \min(\max(CMO_SR_EA_{s,r,w}, PLD_MIN_{fPLD}), PLD_MAX_{fPLD})$$

Equação 2 - Cálculo PLD

Fonte: CCEE (2018a)

Onde:

$PLD_{s,r,w}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “s”, patamar de carga “r” e semana “w”

$CMO_SR_EA_{s,r,w}$ é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “s”, patamar de carga “r” e semana “w”

PLD_MIN_{fPLD} é o valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano “fPLD”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços

PLD_MAX_{fPLD} é o valor máximo que o PLD pode assumir para um determinado ano “fPLD”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços.

2.4 INFORMAÇÕES ASSIMÉTRICAS

A assimetria de informações caracteriza-se por uma situação na qual uma ou mais partes de uma transação econômica possui diferentes níveis de informações, podendo ser tanto qualitativa quanto quantitativa (RODRIGUES, 2011).

Sendo assim, a assimetria de informação pode ser entendida como um desequilíbrio no grau de informações entre os agentes econômicos envolvidos numa relação comercial, podendo influenciar no desfecho do negócio.

Em boa parte das análises econômicas, talvez para simplificar o estudo e facilitar a compreensão, considera-se que todos os agentes econômicos possuem todas as informações relevantes para a tomada de decisão.

A academia por muito tempo tratou a informação como perfeita, ou seja, que compradores e vendedores têm informações completas e, sendo assim, sempre tomam as decisões de maneira racional.

Contudo, por diversas vezes, talvez até na maior parte dos relacionamentos comerciais, há assimetria de informações. É o caso, por exemplo, de vendedores que sabem mais a respeito de determinado produto do que os compradores, de administradores de empresas que conhecem mais as questões estratégicas da empresa do que os proprietários ou de entes regulados que detêm mais informações sobre o negócio que os reguladores.

Dessa maneira, as decisões tomadas num ambiente com informações assimétricas podem ocasionar ineficiências no mercado.

AKERLOF (1970), analisou as consequências da assimetria de informação e utilizou o mercado de carros usados para explicá-las. Nesse mercado, o vendedor possui mais informações sobre o real estado do carro que o comprador e, de maneira geral, o comprador só saberá a real qualidade do automóvel após tê-lo adquirido. Logo, o comprador tenderá a fazer negócio apenas se o preço for relativamente baixo, pois terá receio de que tenha que arcar com maiores gastos no futuro por problemas que não conhecia.

Para o autor a implicação de tal assimetria de informações é que haverá uma tendência de que apenas os carros de baixa qualidade permaneçam no mercado, visto que, os vendedores de carros em excelente estado não aceitarão fazer negócio por um valor mais baixo. Por outro lado, os vendedores de carros em pior estado de conservação aceitarão negociar e, cada vez que um carro destes entra no mercado, a média de preços de carros usados cai, fazendo com que os carros melhores se afastem ainda mais.

Outro caso clássico de ineficiência devido à assimetria de informações ocorre no mercado de seguros de saúde. Porém, nessa circunstância, é o consumidor que tem mais informações, e não o vendedor. As pessoas que adquirem tais seguros sabem muito mais a respeito do seu estado de saúde que qualquer empresa que oferte seguros (AKERLOF, 1970).

Dessa forma, haverá inicialmente uma diversidade de consumidores interessados no seguro, alguns mais saudáveis e outros com situações que necessitarão de mais cuidados médicos e, conseqüentemente, acarretarão mais custos às seguradoras. Não sendo possível conhecer integralmente cada caso, as seguradoras cobrarão um valor médio para os planos ofertados (AKERLOF, 1970).

Logo, os indivíduos mais saudáveis tenderão a achar que o custo/benefício não é atrativo, enquanto as pessoas com mais problemas médicos estarão mais propensas a adquirir o seguro (AKERLOF, 1970).

Como resultado, o preço dos seguros aumentará e cada vez menos pessoas sadias continuarão com o serviço, aumentando a proporção de indivíduos com problemas de saúde no plano e, novamente, os preços subirão. Evidencia-se, então, um desvio de eficiência, pois cada vez menos indivíduos estarão sob a cobertura de um seguro e este será a cada passo mais caro (AKERLOF, 1970).

Os exemplos anteriormente abordados explicam como tais adversidades originadas de informações assimétricas podem levar o mercado a realizar uma má alocação de recursos.

2.5 PROBLEMA DE AGÊNCIA

Na definição de JENSEN e MECKLING (1976), a relação de agência é um contrato, por meio do qual algumas pessoas (o principal) atribuem a execução de atividades de seu interesse a outros indivíduos (agente), lhe conferindo algum grau de autoridade na tomada de decisão.

O mercado com informações assimétricas, conforme discutido no item anterior, gera diversas ineficiências e problemas no ambiente econômico. Um dos problemas ocasionados é conhecido como problema de agência (ou problema da relação agente-principal), o qual ocorre quando há divergência de interesses entre os agentes econômicos envolvidos, na qual um tenta tirar vantagem do outro. O meio pelo qual as vantagens seriam obtidas é pelo maior acesso a informação por um dos lados da transação (EISENHARDT, 1989).

De maneira geral, o principal é a pessoa que contrata o agente para que este realize os objetivos traçados pelo primeiro. O problema de agência acontece quando o agente procura maximizar seus próprios objetivos, mesmo que esta atitude reduza o resultado esperado pelo principal.

JENSEN e MECKLING (1976) definem uma relação de agência a partir da concepção de que a sociedade se forma por uma rede de contratos, pelos quais o principal emprega o agente para realizar alguma atividade em seu favor. E, considerando que cada parte é maximizadora de utilidade, há motivos para acreditar que o agente não irá agir de acordo com as propensões imputadas pelo principal.

Ainda, segundo JENSEN e MECKLING (1976), o indivíduo só poderia desejar maximizar a sua própria função de utilidade, dado que sua conduta está condicionada a seus interesses. Sendo assim, agente e principal têm preferências distintas, ocasionando o conflito de agência pelo paradoxo entre o comportamento do agente que é esperado pelo principal e o comportamento efetivamente demonstrado.

A relação entre agente e principal são diversas na sociedade, como no caso de um proprietário de empresa e os administradores, donos de hospitais e os médicos, entre outros.

2.6 MORAL HAZARD

O conceito de *moral hazard* (ou risco moral) trata de situações nas quais a conduta individual possa ser deturpada em função da contratação de um seguro. Segundo PINTO JR. e PIRES (2000, p. 5), “o caso do risco moral se baseia nas ações dos agentes, que podem acabar influenciando esse risco.”

Portanto, complementam os autores, é a atitude moral do agente que, a partir da formalização de um contrato, poderá aumentar ou reduzir a probabilidade de ocorrer o evento em questão.

Na visão de ARROW (1968), o risco está relacionado com a possibilidade dos participantes de um arranjo contratual se beneficiar de falhas nas condições contratadas. De maneira geral, o principal (parte com menos conhecimento) tem dificuldades para inspecionar o agente (parte com mais conhecimentos) e garantir que o que foi contratado seja cumprido. Nesse sentido, o autor define o risco moral como o distanciamento da conduta ética por parte de um agente.

Sendo assim, há risco moral quando uma parte que está segurada não toma os devidos cuidados que tomaria caso não houvesse uma parte seguradora a garantindo e, desta forma, aumenta o risco de ocorrência de um fato gerador de sinistro.

Esse conceito remete imediatamente a ideia de seguro de bens como casas e carros. Afinal, se uma pessoa contrata um seguro residencial, talvez ela não adote mais os mesmos cuidados, como trancar sempre todas as portas ou instalar sistemas de segurança. Do mesmo modo, o proprietário de um carro segurado contra furtos, poderia não mais zelar pela segurança de sempre estacionar o veículo em locais privados.

EISENHARDT (1989) discorre *moral hazard* como as atitudes oportunistas tomadas pelo agente por ser de seu conhecimento o monitoramento imperfeito de suas atribuições por parte do principal. O autor complementa que o agente meramente poderia não se esforçar o suficiente para desempenhar o que foi acordado com o principal.

Na mesma linha, RODRIGUES (2011) aborda o risco moral como um comportamento oportunista, que ocorre após a contratação e o estabelecimento dos termos (*ex-post*), decorrente de informações assimétricas entre as partes do acordo.

Para EISENHARDT (1989), o maior problema da teoria da agência, dada a dificuldade de vigilância sob o comportamento do agente, é a divergência de interesse entre principal e agente, pois o principal não consegue averiguar se o agente está agindo conforme os próprios interesses ou conforme os interesses do principal.

Pelo exposto pode-se deduzir que a existência do risco moral está atrelada a presença de informações assimétricas entre as partes de uma transação econômica com interesses divergentes, que se concretizará a partir da adoção de um comportamento oportunista por uma das partes, a qual procurará maximizar seus próprios interesses (mesmo que em detrimento de outra(s) parte(s)), após a efetivação do contrato (*ex-post*) e que gerará desequilíbrios econômicos.

Um exemplo, onde há a possibilidade da presença de *moral hazard*, é na relação entre gestores e empresa. Young-Won Her¹¹ (2005 *apud* Klann *et al.*, 2014) estudou essa relação nos Estados Unidos da América e concluiu que, de maneira geral, os gestores tomam decisões pensando mais em seu resultado pessoal do que na empresa.

¹¹ YOUNG-WON, Her. **The impact of moral hazard and accountability on manager's project implementation decisions**. 2005. 105 f. (Doctor of Philosophy). Moore School of Business, University of South Carolina, Columbia, 2005.

KLANN *et al.* (2014) replica o mesmo estudo para o Brasil testando a influência dos fatores risco moral e da *accountability* nas tomadas de decisão dos gestores, partindo-se da hipótese de que o risco moral e a *accountability* induzirão de maneira contrária o posicionamento dos gestores.

Os resultados que o autor encontrou não foram tão significativos quanto do estudo de Young-Won, porém conclui que os fatores exercem certa influência sobre a tomada de decisões.

CLAIR¹² (1984 *apud* BRESSAN *et al.*, 2012) testou a hipótese de que a implantação de um seguro depósito nas cooperativas de crédito não induz ao problema do risco moral. Para tanto, coletou e analisou dados das cooperativas de crédito federais americanas para o período antes e depois da introdução do seguro depósito.

A conclusão do autor foi que houve aumento expressivo da exposição ao risco financeiro com a implantação do seguro depósito, o que significa que o referido seguro leva ao problema do risco moral.

BRESSAN *et al.* (2012, p. 173) utilizaram o mesmo método de Clair (1984) para testar a hipótese de que a “instauração do Fundo Garantidor do Sicoob (FGS) pelo Sistema das Cooperativas de Crédito do Brasil (Sicoob) não induziu ao problema de risco moral nas cooperativas de crédito brasileiras”.

A estratégia foi a mesma de verificar se houve maior exposição ao risco financeiro a partir da presença do seguro. A conclusão para o caso brasileiro foi a mesma obtida para o caso norte americano, qual seja, a implantação do FGS induz as cooperativas de crédito brasileiras ao problema do risco moral.

MACIEIRA (2006) objetivou analisar a presença de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário das distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Um dos motivadores para a análise é o fato das distribuidoras serem as detentoras da informação e a Aneel não conseguir auferir todos os dados adequadamente. Sendo assim, poderiam existir lacunas contratuais que permitiriam aos regulados auferir vantagens de tais imperfeições, possibilitando o risco moral.

“Dessa forma, como resultado da pesquisa, estabeleceu-se um esquema de causa-efeito com a identificação de diversas situações nas quais poderiam ocorrer

¹² Clair, R. T. Deposit insurance, moral hazard and credit unions. **Federal Reserve Bank of Dallas Economic Review**, 1984.

problemas de risco moral durante o processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário” (MACIEIRA, 2006, p. 111).

A conclusão do autor é que constatou-se a possibilidade de risco moral no caso em estudo, podendo as distribuidoras obterem vantagem *ex-post* ao cálculo do reajuste tarifário.

Durante o processo de elaboração do presente trabalho não foram encontrados estudos que relacionem *moral hazard* com a atividade do agente gerador de energia elétrica impactando diretamente o consumidor final em função de alterações regulatórias. Dessa maneira, não foi possível utilizar totalmente uma outra pesquisa como referência, tal qual pode-se observar em alguns exemplos expostos anteriormente.

3 METODOLOGIA

Esse trabalho é, sobretudo, uma análise qualitativa, pois examinará um caso específico e peculiar, que é a possibilidade da presença do risco moral na repactuação do risco hidrológico no mercado regulado do setor elétrico brasileiro, descrevendo sua complexidade e a interação dos agentes setoriais e de algumas variáveis.

Não obstante, também serão realizadas análises com dados para dar mais clareza ao estudo.

Quanto ao seu objetivo será explicativa, buscando-se identificar elementos que caracterizem a presença de risco moral no ambiente do mercado regulado de energia elétrica após a edição da Medida Provisória 688/15 (MP 688/15). Em relação aos procedimentos será feita uma análise documental e bibliográfica.

Para tanto, o trabalho científico será abordado em três etapas complementares. Na primeira etapa, será feita uma análise abordando a Audiência Pública nº 32/2015 da ANEEL e a edição da MP 688/15, buscando identificar a possibilidade de existência de risco moral.

Essa análise será realizada sob a perspectiva da revisão teórica apresentada nesse trabalho, ou seja, de que quando os indivíduos estão protegidos por meio de um seguro eles não têm incentivos para agir de modo a evitar o sinistro (ARROW, 1968).

A segunda e a terceira etapa consistem em averiguar o comportamento *ex-post* à edição da MP 688/15. Ambas utilizarão a comparação do posicionamento que as empresas geradoras de energia elétrica adotaram para o ambiente segurado (mercado regulado) e para o ambiente sem seguro (mercado livre).

Além disso, como será visto na sequência durante a análise da repactuação do risco hidrológico no setor elétrico brasileiro, a mesma ocorreu apenas para o mercado regulado, sendo que para o mercado livre os critérios se mantiveram os mesmos, pois as empresas não aceitaram a proposta da ANEEL. Com isso, será possível comparar duas situações: o comportamento dos agentes com o seguro (ACR) e sem o seguro (ACL).

Fazendo uma analogia ao exemplo clássico de um seguro para carro, seria o mesmo que um determinado indivíduo tivesse dois carros (um com seguro e outro sem) e se analisasse o comportamento que ele teria com cada um, ou seja,

esperaria-se que com o carro segurado os cuidados fossem menores, aumentando os riscos de sinistro.

Sendo assim, especificamente na segunda etapa, serão examinados e apresentados trechos de documentos disponibilizados pelas companhias elétricas em seus sites de relações com investidores e na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que evidenciam qual o comportamento dessas empresas frente ao risco hidrológico.

Dessa maneira, será possível constatar se, caso identificado possíveis indícios de presença de *moral hazard* na etapa anterior, eles se confirmam por meio do que as próprias companhias divulgam aos seus investidores e ao mercado em geral.

A terceira e última etapa, se refere à análise dos dados operacionais, estratégicos e financeiros do setor. Nesse sentido, o objetivo é verificar as estratégias adotadas pelos geradores para o mercado regulado (mercado com seguro) ante a estratégia no mercado livre (onde não há seguro contra o déficit hidrológico), bem como examinar os custos imputados aos consumidores referente ao risco hidrológico e compará-los com os custos incorridos pelos geradores no mercado livre.

Serão realizadas simulações considerando, primeiro, que toda a energia elétrica transacionada ocorre no ambiente de contratação regulada (ACR), permitindo, assim, verificar com mais clareza se as novas regras trazidas com a repactuação permitiram a presença de *moral hazard*.

E, segundo, caso seja identificado nas etapas 1 e 2 anteriores a possibilidade ou presença de risco moral após a edição da MP 688/15, testar a seguinte hipótese:

- O risco moral, se afastado, ou ao menos reduzido, mantendo-se a obrigação dos geradores na gestão do risco hidrológico, os consumidores teriam um custo menor do que tem nas condições da repactuação.

Ao testar essa hipótese será possível verificar se, caso fosse mantida a obrigação de gestão do risco hidrológico com os geradores e, somente depois, fosse repassado ao consumidor, o custo final seria menor do que é atualmente nos moldes da MP 688/15.

Ou seja, se houvesse gestão ativa para mitigar o risco hidrológico, assim como ocorre no mercado livre, o custo para o consumidor seria menor do que o custo atual conforme a regra trazida pela referida MP?

Para efetuar tal análise, o presente estudo coletará dados junto aos arquivos disponibilizados no portal eletrônico da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como no site das geradoras de energia participantes do MRE.

O cálculo do custo médio do risco hidrológico no mercado livre e estratégias utilizadas pelas geradoras no mesmo ambiente estarão embasados nas informações disponibilizadas por 4 empresas (AES Tietê, Cemig, Copel e Engie), as quais divulgam abertamente tais informações.

Sendo assim, serão comparados os custos totais para dois cenários, seguindo a seguinte estrutura:

$$\text{Custo Total}_{\text{cenário1}} = \text{PLDmédio} \times \text{Déficit Geração Hídrica} - \text{Prêmio Risco}$$

$$\text{Custo Total}_{\text{cenário2}} = \text{Preço médio de energia das geradoras} \times \text{Déficit de Geração Hídrica}$$

Onde:

Custo Total_{cenário1}: Custo total em reais considerando que toda a energia é vendida no mercado regulado (com seguro e sem gestão ativa de portfólio);

Custo Total_{cenário2}: Custo total em reais considerando que toda a energia é vendida no mercado livre (sem seguro e com gestão ativa de portfólio);

PLDmédio: Preço de Liquidação das Diferenças (preço de curto prazo) médio no mês em reais;

Preço médio de energia das geradoras: Preço médio da energia vendido pelas geradoras em reais;

Déficit de Geração Hídrica: montante de energia, em MWh, calculado pela diferença entre a garantia física das usinas hidrelétricas alocada no período e a quantidade de energia gerada pelas mesmas usinas no mesmo período;

Prêmio de risco: valor em reais por MWh pago pelos geradores face à repactuação do risco hidrológico no mercado regulado.

A tabela a seguir expõe o mapa de análise das informações que será utilizado nessa pesquisa baseado na revisão teórica realizada.

	Foco de Análise	Delimitação da Investigação	Busca-se Identificar
Moral Hazard	Risco do gerador	Resultado da AP 32/2015 e a edição da MP 688/15	Se os geradores ficaram totalmente protegidos dos riscos, os desestimulando a tomar medidas que
	Período de cobertura do seguro	A repactuação começou a valer a partir da promulgação da norma ou retroagiu	Comportamento Oportunista
	Quantidade de energia vendida	Analisar o nível de energia que os geradores comercializam no ACR	Comportamento Oportunista: verificar se a repactuação permitiu aos geradores vender toda a GF mesmo
	Estratégias para o ACL	Analisar quais estratégias são utilizadas no ACL	Se comportamento no ambiente sem seguro é diferente do ambiente com
	Variáveis que afetam os custos do déficit	Analisar se o consumidor possui mecanismos para atuar visando mitigar	Se seguradora (consumidor) tem capacidade de realizar uma gestão ativa
	Custos finais	Simular o custo final considerando, primeiro, que toda a energia é comercializada no mercado regulado e, segundo, que toda a energia é	Se a utilização de estratégias ativas de gestão de risco propiciam menores custos

Tabela 1 - MAPA DE ANÁLISE

Fonte: Elaboração do autor

Nesse sentido, com base na metodologia descrita, a figura a seguir apresenta o encadeamento da análise metodológica que embasa o presente estudo:

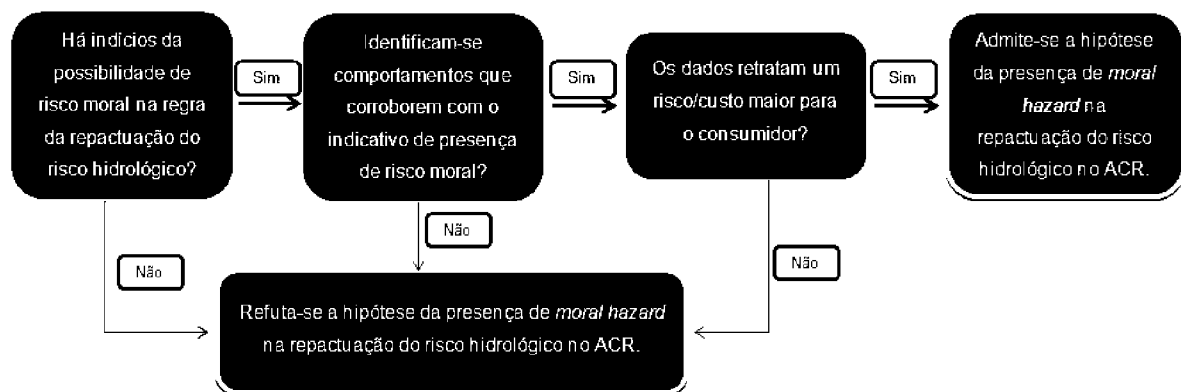


Figura 5 - Representação do procedimento metodológico

Fonte: Elaboração do autor

4 ANÁLISES E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta a análise da repactuação do risco hidrológico, considerando as discussões e contribuições realizadas entre os agentes do setor elétrico durante as etapas da Audiência Pública nº 32/2015 da ANEEL, que culminou na edição da Medida Provisória 688/15 (MP 688/15).

Também serão abordadas as informações oficiais divulgadas pelas companhias por meio de documentos disponibilizados em seus sites de relacionamento com investidores e na Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Por fim, serão apresentados dados operacionais, estratégicos e financeiros comparando o posicionamento dos geradores quando há o seguro para proteção ao risco hidrológico (mercado regulado de energia elétrica) e sem o seguro (mercado livre de energia elétrica).

Pretende-se analisar todas as etapas descritas à luz do conceito de *moral hazard*, buscando identificar eventos que propiciem situações de risco moral ou que configurem a existência de tal risco.

4.1 DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 32/2015 À MP 688/15

4.1.1 Cenário Elétrico que Instigou a Abertura da AP 32/2015

A partir do ano de 2012 o Brasil apresentou um cenário de baixa hidrologia, que atingiu negativamente o setor elétrico. Os dados de Energia Natural Afluyente (ENA)¹³, disponibilizados pelo Operador nacional do Sistema – ONS, são balizadores do comportamento hídrico para geração de energia por fonte hidráulica.

O gráfico a seguir apresenta os dados da ENA em relação a Média de Longo Termo (MLT)¹⁴, por subsistema, desde 2007. Sendo assim, valores acima de 100 significam que a vazão foi superior a média histórica, enquanto valores menores que 100 indicam vazões abaixo da MLT.

¹³ Energia Natural Afluyente (ENA) é a energia gerada a partir da vazão de água de uma determinada bacia ou rio para um reservatório de uma usina hidrelétrica.

¹⁴ Valor médio da série histórica de ENA desde 1931.

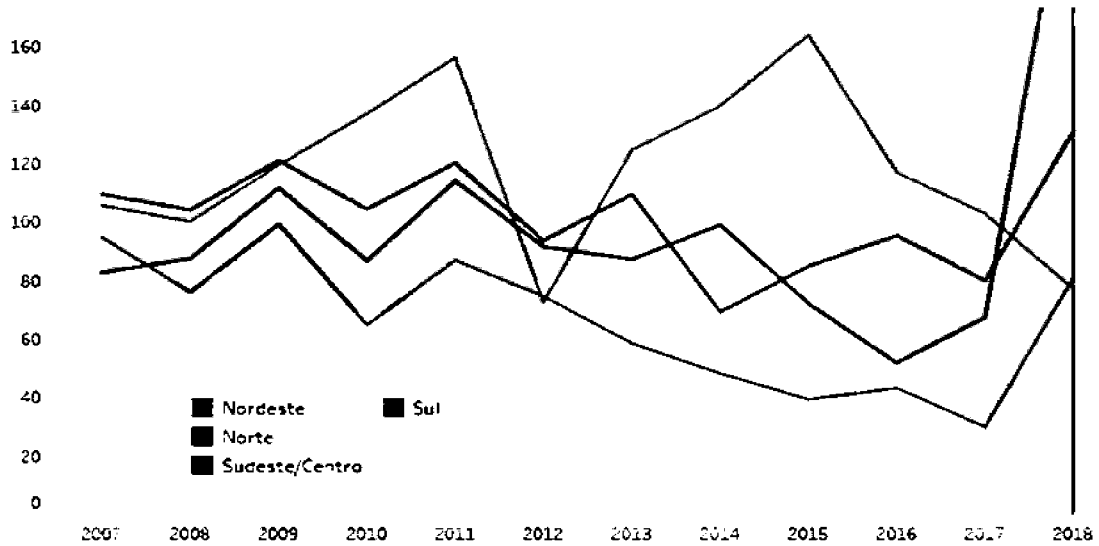


Gráfico 1 - Energia Natural Afluente - ENA (%MLT)
 Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), 2019)

Observa-se pelo Gráfico 1 que a partir de 2012 o sistema se caracterizou pela baixa hidrologia, mantendo-se continuamente abaixo de 100%, podendo-se afirmar que apenas o subsistema Sul se destaca com uma hidrologia mais recorrente acima da média histórica.

Entretanto, tendo em vista uma análise mais acurada e realista da situação, é importante observar especialmente o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o qual representa aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). O gráfico a seguir apresenta os dados individuais desse subsistema.

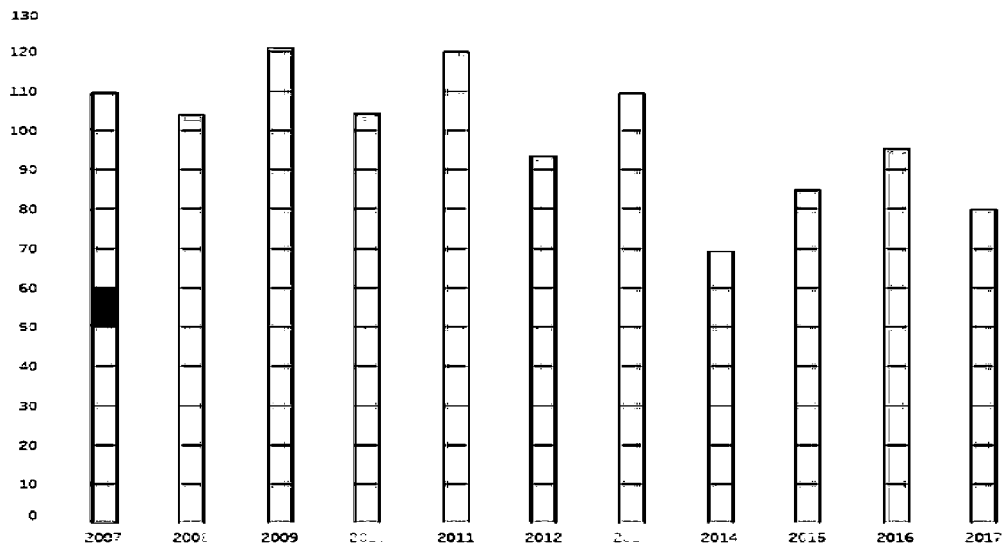


Gráfico 2 - Energia Natural Afluente – ENA (% MLT) – Subsistema SE/CO
 Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), 2019)

Verifica-se pelo Gráfico 2 que após 2011 todos os anos, exceto 2013, apresentaram hidrologia menor que a média histórica, destacando-se o ano de 2014 que ficou abaixo de 70% da MLT. Tal cenário, de permanente escassez hídrica, ocasionou a baixa no nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o qual foi agravado, principalmente, a partir de 2014.

Diante dessas circunstâncias, e para evitar uma maior crise no setor elétrico com um possível racionamento de energia, o ONS acionou usinas térmicas para atender a demanda e preservar os reservatórios.

Os dados apresentados no Gráfico 3 constataam essa circunstância do aumento significativo na geração por fontes térmicas. Até 2011 a geração térmica chegou a pouco mais de 4.000 MW médios, enquanto já em 2012 superou os 6.000 MW médios, tendo seu ápice no ano de 2015 gerando quase 16.000 MW médios.

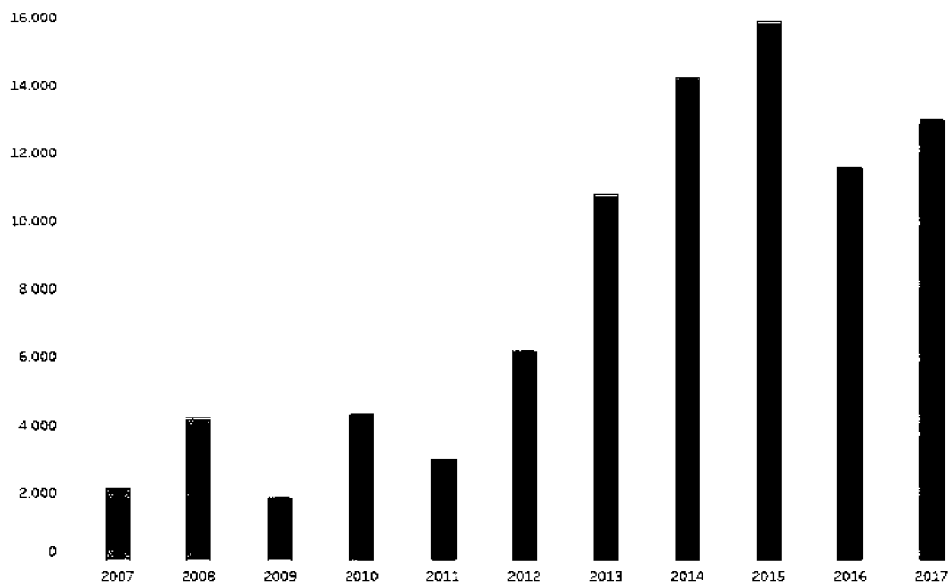


Gráfico 3 - Geração de Energia Termelétrica (MWmed)
 Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), 2019)

Uma das consequências do despacho térmico é que essa fonte tem custo mais elevado que energia de fonte hídrica. Logo, o despacho contínuo das termelétricas acarreta em maiores custos de geração para o setor elétrico. Tais custos podem ser observados pelo histórico do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) - preço em reais por MW hora que rege as negociações no curto prazo - conforme apresentado no gráfico a seguir.

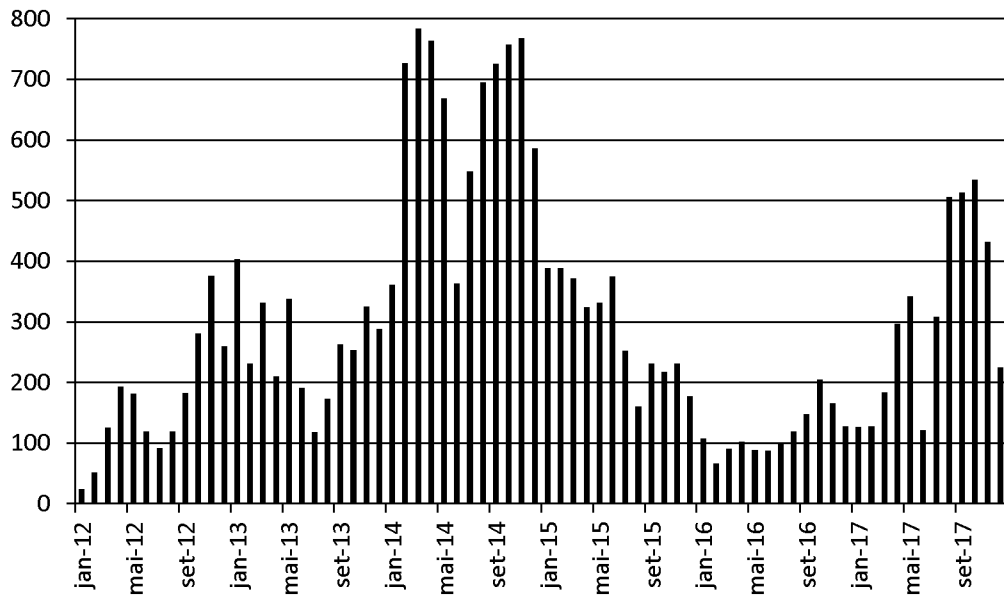


Gráfico 4 - PLD médio (R\$/MWh)
 Fonte: (CCEE, 2018b)

O cenário gerado pela baixa hidrologia e o acionamento das usinas térmicas impactou diretamente os níveis de geração das usinas hidrelétricas. A consequência dessa situação foi que, a partir de 2012, o conjunto de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) não conseguiu atingir o montante de garantia física do mesmo, ou seja, a soma da geração de energia elétrica de todas as usinas que compartilham os riscos por intermédio do MRE ficou abaixo do que se esperava.

Como a garantia física é o montante máximo que uma usina pode comercializar, caso uma determinada usina tenha comercializado a totalidade de sua garantia física e, após a realocação energética do MRE, a parcela que lhe coube de energia fique abaixo dessa garantia física, haverá necessidade de comprar energia no mercado de curto prazo para entregar para seus clientes.

A análise do comportamento do *Generation Scaling Factor* (GSF), índice que mede a relação entre a energia gerada pelas usinas do MRE e a respectiva garantia física, reflete a situação descrita. Pode-se verificar pelo que está exposto no Gráfico 5, que o GSF foi predominantemente inferior à 100% a partir do segundo semestre de 2012, ou seja, a geração hidrelétrica não atingiu o suprimento esperado, com exceção de poucos meses dentro do período analisado nos quais a geração foi superior à garantia física.

Já o Gráfico 6 mostra os valores do GSF na média anual, o que deixa claro que em todos os anos após 2012 a geração hidrelétrica ficou aquém do que deveria.

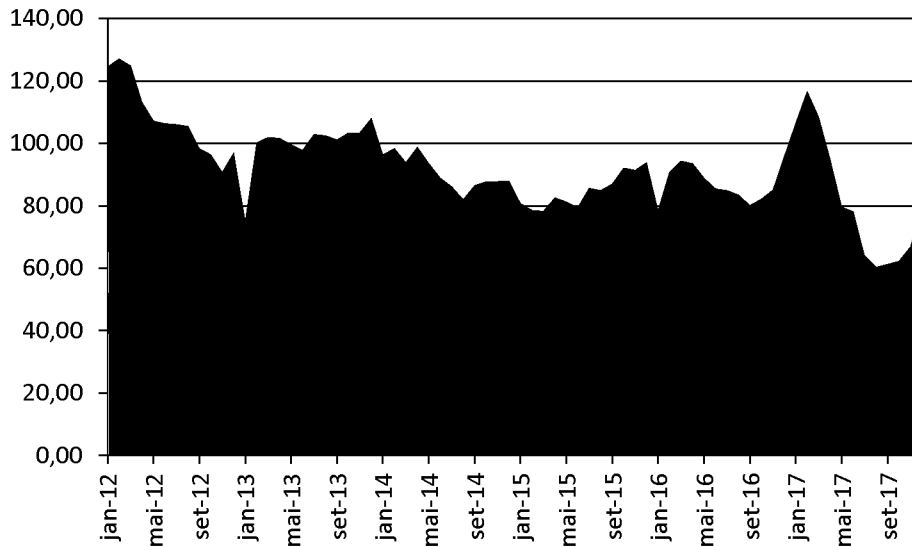


Gráfico 5 – GSF (%) – base mensal

Fonte: (CCEE, 2018b)

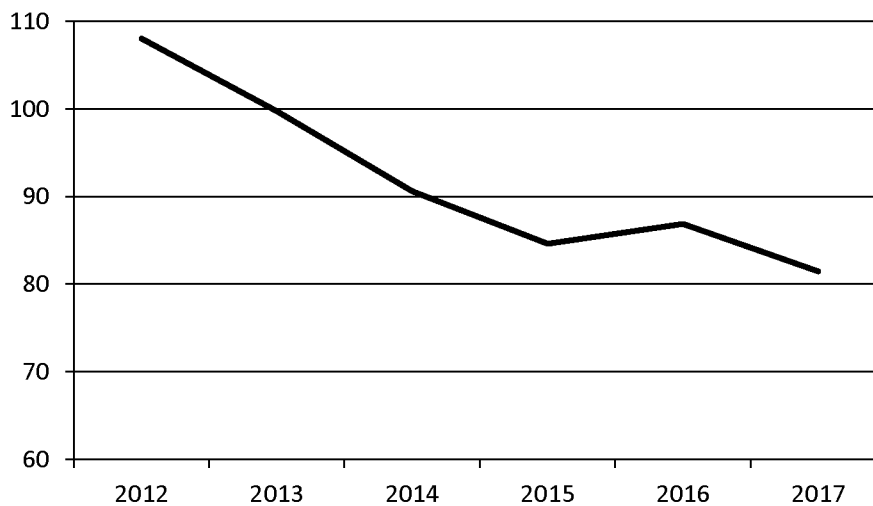


Gráfico 6 – GSF (%) – base anual

Fonte: (CCEE, 2018b)

Esse *gap* de geração mensurado pelo GSF é compensado pelo despacho de usinas mais custosas para o sistema elétrico, que de maneira geral, são as termelétricas. Dessa maneira, é de se esperar que nos períodos de escassez de energia hidráulica o PLD se eleve, conforme observado no Gráfico 7, a seguir.

Como explicado na seção 2.3.7, o valor do PLD é determinado semanalmente pela CCEE baseado numa metodologia de cálculo que leva em consideração diversas variáveis com o objetivo de atingir o melhor equilíbrio entre custo e risco e, por esse motivo, nem sempre a baixa verificada no GSF é automaticamente acompanhada pelo crescimento do PLD, apesar de ser o comportamento verificado na maioria das vezes.

Torna-se importante salientar, para melhor compreensão da evolução dos valores no Gráfico 7, que o PLD possui limite máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL e, por esse motivo, observa-se uma queda acentuada no fim de 2014 e início de 2015, quando, por meio da Resolução Homologatória nº 1.832/2014, o PLD máximo foi reduzido de R\$ 822,83/MWh para R\$ 388,48/MWh.

Considerando-se isso, o preço no mercado de curto prazo manteve-se próximo do teto durante o primeiro semestre de 2015, isto é, no período que se seguiu com baixa hidrologia no início de 2015 o PLD continuou próximo de seu limite máximo.

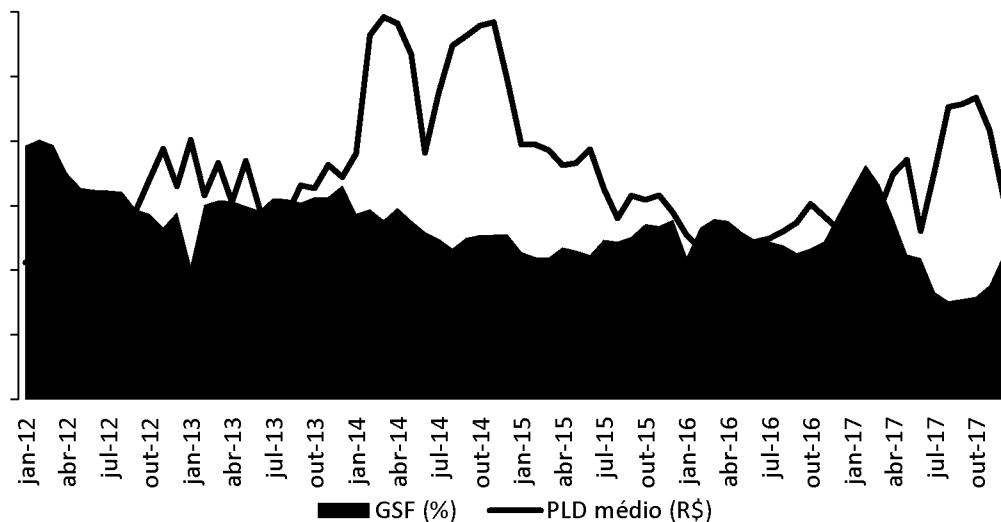


Gráfico 7 – GSF x PLD

Fonte: (CCEE, 2018b)

Em resumo, a partir de 2013 o MRE não se mostrou o mecanismo suficiente para administrar o risco hidrológico, como era verificado até então, apresentando periodicamente GSF inferior a 1. Essa situação fez com que os geradores hídricos não tivessem energia suficiente para atender seus contratos e ficaram expostos ao mercado de curto prazo que, conforme abordado anteriormente, apresentava preços

elevados, recorrentemente próximos ao limite máximo. Segundo DARWICHE (2016, p. 78):

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

4.1.2 Pleito dos Geradores, AP nº 32/2015 e MP 688/15

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) asseguravam que o risco hidrológico era de responsabilidade do vendedor, o que, até 2012, não impactava os geradores hídricos, pois o MRE bastava para mitigar tal risco e manter o GSF continuamente superior a 1 na média anual (DARWICHE, 2016).

Entretanto a partir de 2013, conforme se observou no Gráfico 5, o cenário mudou e os geradores hídricos precisaram recorrer ao mercado de curto prazo para comprar energia e cumprir seus contratos, enquanto o PLD atingia seus maiores patamares. Durante todo o ano de 2014 o PLD se manteve muito elevado e por vários meses atingiu seu limite máximo de R\$ 822,83. Essa situação originou despesas milionárias para os geradores de fonte hidrológica. (CASTRO e BRANDÃO, 2014)

Diante desse contexto, ao final de 2014, a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE) e a Associação dos Produtores Independentes de Energia (APINE) buscaram a ANEEL para tentar encontrar uma solução para o impacto financeiro sofrido pelos geradores, com o intuito de criar um mecanismo para transferir o risco hidrológico para o consumidor. (DARWICHE, 2016)

A ANEEL então, em 28 de maio de 2015, abriu a Audiência Pública nº 32/2015 cujo objeto era obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do "Generation Scaling Factor" (GSF). Por meio da Nota Técnica nº 38/2015 - SRG-SRM/ANEEL, a agência reguladora apresentou uma análise sobre o déficit hídrico, o qual considerou ser, principalmente, em razão da hidrologia adversa nos anos de 2014 e 2015, e sobre as propostas da APINE e da ABRAGE, às quais apresentou posicionamento contrário.

Diante dessa posição, os geradores hídricos buscaram a justiça e ajuizaram ações para não pagar os custos do déficit hidrológico e conseguiram diversas liminares que os desobrigavam do pagamento. Essa medida resultou num imediato crescimento da inadimplência no mercado de curto prazo.

Os demais agentes também buscaram liminares para se proteger do rateio da inadimplência, o que culminou na paralisação da liquidação financeira no mercado de curto prazo (CCEE, 2015). Já em agosto de 2015 a inadimplência financeira referente a liminares somava, aproximadamente, R\$ 2,2 bilhões (CCEE, 2015).

Além das liminares, os geradores hídricos se articularam junto ao MME buscando alguma intervenção para solucionar o problema do risco hidrológico (DARWICHE, 2016).

Diante de todo esse ambiente instaurado no setor elétrico, o MME resolveu agir e editou a Medida Provisória nº 688 de 18 de agosto de 2015, que dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética.

A referida MP foi posteriormente convertida na Lei nº 13.203 de 08 de dezembro de 2015. Tendo em vista o objetivo e a delimitação desse trabalho, será abordada apenas a deliberação acerca da repactuação do risco hidrológico.

A medida prevê a repactuação do risco hidrológico para os dois ambientes: regulado (ACR) e livre (ACL). A proposta para o ACL foi recusada pela totalidade dos agentes geradores, enquanto a proposta para o ACR obteve elevada aceitação. Para este ambiente, a Lei determina que os geradores podem repactuar seus contratos de energia mediante o pagamento de um prêmio de risco, que ficará depositado na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT). O valor do prêmio de risco é definido e revisado periodicamente pela ANEEL.

O art. 1º da MP 688/15 diz seguinte:

Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

A Lei também prevê uma condicionante para a repactuação, no formato de uma contrapartida dos geradores para repactuar o risco hidrológico, que é a necessidade deste agente desistir da ação judicial relativa ao tema. Dessa maneira, as liquidações financeiras no mercado de curto prazo seriam destravadas. A redação do § 10 do art. 1º dispõe o seguinte:

§ 10. O agente de geração que possuir ação judicial em curso na qual requeira isenção ou mitigação de riscos hidrológicos 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 do mérito, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.

Em resumo, a MP 688/15, convertida na Lei 13.203/15, permitiu que fosse transferido ao consumidor o risco hidrológico que antes era de responsabilidade do gerador. Como pode-se verificar, tal transferência segue os mesmos moldes de um seguro no qual o consumidor assume o risco mediante o pagamento de um prêmio pelo gerador.

Conforme estudado na seção 2 deste trabalho, num evento que caracterize a contratação de seguro há a possibilidade da presença do risco moral, pois, após a contratação, o agente segurado pode adotar um determinado comportamento que aumente a probabilidade de ocorrência de um sinistro.

Nesse sentido, a MP 688/15 ao permitir a transferência total do risco hidrológico ao consumidor e, por consequência, exime o gerador de qualquer custo relacionado a esse risco, notadamente permite que atitudes características de *moral hazard* sejam adotadas pelos geradores. Pois, conforme ARROW (1968), se os indivíduos estão segurados contra riscos, eles não têm incentivos a agir evitando as consequências do risco.

No caso em questão, é exatamente o que pode acontecer, pois com a edição da referida MP os geradores não tem incentivos para agir evitando o risco.

Contudo, o contrário é verdadeiro, há incentivo para que se aumente a possibilidade de ocorrência de fatos geradores de prejuízo, caracterizando também o risco moral. Pois, o gerador, dado esse arranjo contratual, é incentivado a vender 100% da sua garantia física mesmo que sua expectativa de geração seja inferior à totalidade da garantia física possível.

Logo, como o risco está com o consumidor, não há motivo para o gerador não adotar a estratégia mais arriscada.

Outro fator que sugere a presença de risco moral no processo é que a repactuação do risco hidrológico foi retroativa a janeiro de 2015, ou seja, o seguro foi contratado após a ocorrência do sinistro. Fazendo uma analogia ao seguro veicular, é como se após se envolver em um acidente fosse possível contratar uma seguradora para reaver seus danos.

4.1.3 Análise de Informações Divulgadas pelas Companhias

Identificados indícios de *moral hazard* a partir da edição da MP 688/15, torna-se importante buscar informações que possam corroborar (ou não) com tais indicativos. Sendo assim, nessa seção, serão analisadas informações divulgadas pelas companhias de capital aberto tratando do risco hidrológico.

As empresas não têm obrigação de divulgar tais informações de cunho estratégico e, por isso, poucas divulgam informações objetivas a respeito desse tema, o que limitou nossa pesquisa.

Como, de maneira geral, as companhias negociam seus contratos tanto no mercado regulado quanto no mercado livre, a tentativa será verificar se elas adotaram medidas para mitigar o risco hidrológico para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), para o qual não houve repactuação. Dessa forma, será possível identificar se o comportamento é diferente no ambiente sem seguro (ACL) ante o ambiente com seguro (ACR).

O Relatório Anual de Sustentabilidade da Cemig referente ao ano de 2017 traz a seguinte informação acerca de mudanças nos padrões de chuvas:

Como a produção de energia elétrica da Cemig é basicamente hidráulica, essas mudanças podem provocar redução da capacidade de geração. O gerenciamento do risco hidrológico é feito considerando a aleatoriedade dos fenômenos climáticos sem considerar os efeitos das mudanças climáticas. Para tanto, a Cemig dispõe de uma estrutura organizacional específica, dedicada integralmente ao assunto, que suporta as decisões dos comitês de gerenciamento de riscos existentes na Companhia, que tem a finalidade de tratar de forma eficiente os riscos corporativos envolvendo aspectos operacionais, comerciais, financeiros e regulatórios das empresas do grupo Cemig, particularmente no cenário setorial de ajuste das tarifas e restrições hidrológicas. (CEMIG, 2018, p. 7)

Depreende-se do trecho citado que a Cemig utiliza métodos de gerenciamento do risco, destacando-se a gestão do risco de restrição hidrológica, buscando-se estratégias que forneçam a melhor eficiência operacional.

A Companhia Paranaense de Energia declarou, em suas Informações Trimestrais referentes ao terceiro trimestre de 2018 que “para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos, abordagem atualmente adotada pela Copel.” (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL, 2018, p. 99)

Com base no exposto, a Copel também declara adotar uma gestão ativa do portfólio para gerenciar o risco hidrológico no ACL que, no caso dessa companhia, é não vender a totalidade de energia, mantendo-se uma reserva para fazer frente ao GSF, ao que ela chama de não comprometer toda a garantia física.

Por sua vez, a Engie Brasil Energia, em seu release de resultados do terceiro trimestre de 2018:

Na comparação entre o 3T18 e o 3T17, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos - deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrentes de transações de curto prazo, em especial as transações no âmbito da CCEE, apresentaram impacto positivo no resultado de R\$ 188,2 milhões, passando de uma despesa de R\$ 108,4 milhões no 3T17, para uma receita de R\$ 79,8 milhões no trimestre atual. Essa variação é consequência, essencialmente, das seguintes variações: (i) impacto negativo em razão da elevação dos efeitos do Fator de Ajuste do MRE (GSF), já deduzido dos efeitos positivos da repactuação do risco hidrológico; (ii) ampliação da quantidade de energia livre para liquidação na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (iii) efeito positivo de maior geração termelétrica; (iv) reconhecimento de recuperação de custos resultante do recálculo do Fator de Disponibilidade de Geração da UHE Santo Antônio, conforme decisão judicial; e (v) redução da receita no MRE. (ENGIE BRASIL ENERGIA, 2018, p. 15, grifo nosso)

A Engie também aborda claramente a utilização de uma gestão ativa do portfólio no intuito de aumentar a quantidade de energia disponível para tentar se proteger dos efeitos do GSF, ou pelo menos mitigá-los. Nesse sentido, a Engie adota uma estratégia análoga àquela empregada pela Copel.

No mesmo sentido, a AES Tietê apresenta a seguinte abordagem em seu ITR 3T18:

Desde 2016, a Companhia tem implementado estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos para a mitigação de exposição ao risco hidrológico. (...) Adicionalmente, a estratégia da Companhia persiste em buscar uma composição de contratação para a melhor gestão do risco hidrológico e melhores preços de contratos no ambiente livre. (AES TIETE ENERGIA SA, 2018, p. 32)

A mesma Companhia complementa:

A estratégia da Companhia é vender energia tanto no ambiente regulado quanto no livre para assegurar a receita da empresa em contratos de venda. Os preços de recontração dependem do comportamento e das práticas de mercado e a estratégia de volume de contratação prevê uma reserva para proteção contra o risco hidrológico. (AES TIETE ENERGIA SA, 2018, p. 94, grifo nosso)

Sendo assim, da mesma maneira que as companhias anteriormente citadas, a AES Tiete declarou manter uma reserva de energia para se proteger do risco hidrológico no ACL, como parte da estratégia da companhia de buscar uma composição ideal entre o nível de contratação de energia e os preços dos contratos.

Com base no exposto, constata-se que as geradoras de energia elétrica buscam estratégias que mitiguem os custos do risco hidrológico, sendo a principal delas a realização de uma gestão ativa de seus portfólios de energia. A base dessa estratégia é não comprometer toda a garantia física em contratos, ou seja, não vender a totalidade de sua energia.

Buscaram-se, então, dados que corroborem com tais informações nos materiais divulgados pelas companhias a seus investidores. Nesse sentido, o objetivo foi encontrar dados sobre a gestão do portfólio, especialmente o nível de contratação da garantia física de cada companhia e o quanto restou disponível para cumprir com seus contratos após o impacto do GSF.

Em outras palavras, o objetivo foi verificar o quanto de energia foi vendida e o quanto está disponível para enfrentar os efeitos negativos do GSF. As informações obtidas estão sintetizadas nos gráficos a seguir:

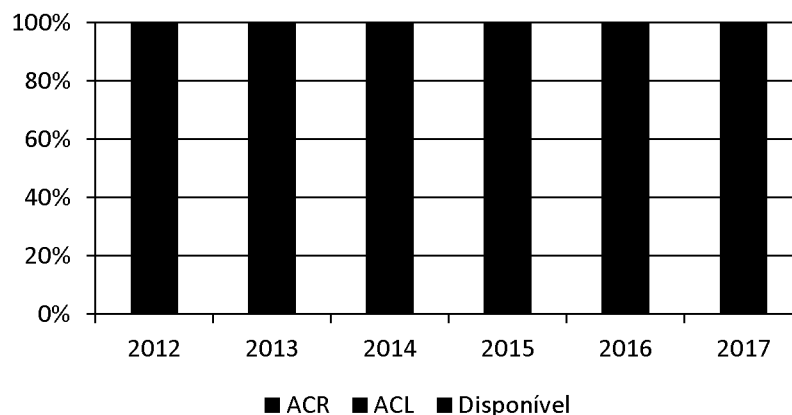


Gráfico 8 – Níveis de Contratação Cemig

Fonte: Elaboração do autor com dados disponibilizados nas apresentações corporativas da Cemig

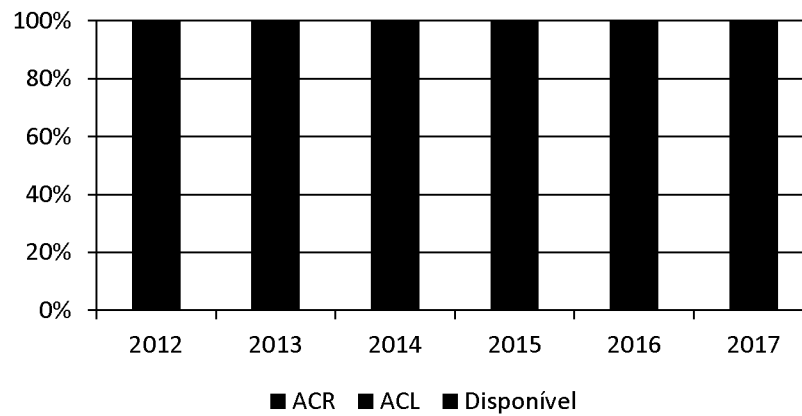


Gráfico 9 – Níveis de Contratação Copel

Fonte: Elaboração do autor com dados disponibilizados nas apresentações corporativas da Copel

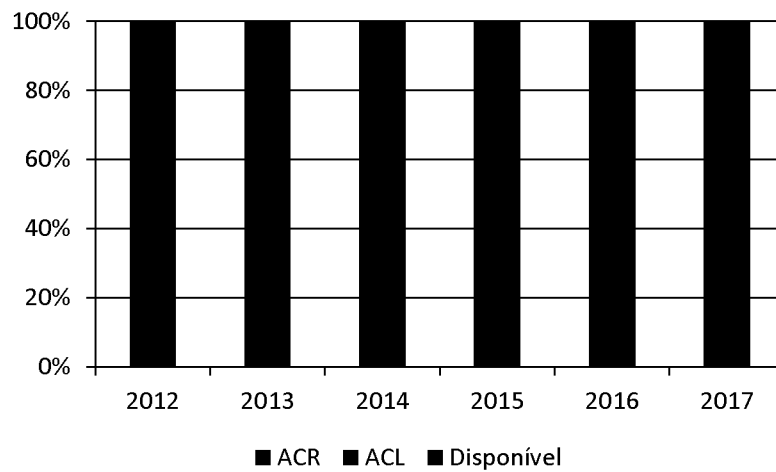


Gráfico 10 – Níveis de Contratação Engie

Fonte: Elaboração do autor com dados disponibilizados nas apresentações corporativas da Engie

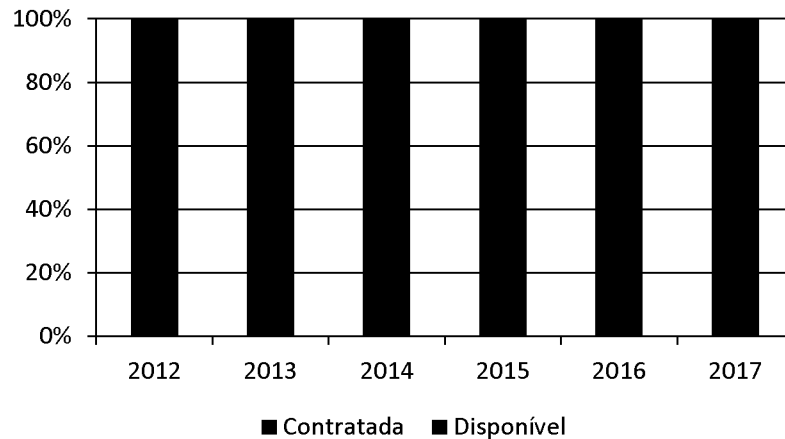


Gráfico 11 - Níveis de Contratação AES¹⁵

Fonte: Elaboração do autor com dados disponibilizados nas apresentações corporativas da AES Tiete

Pode-se inferir que os dados representados nos gráficos confirmam o que as empresas afirmam em seus documentos divulgados. A área que representa a energia disponível, ou seja, aquela que não foi vendida, aumentou após 2012, porém mais especificamente após 2014.

Tal constatação faz sentido pelos dados verificados no subitem 4.1.1 a respeito do GSF e geração termelétrica, pois em 2014 o cenário de déficit de geração hidrelétrica foi intensificado, aumentando a exposição dos agentes ao mercado de curto prazo.

Com base nessas informações, identificou-se que as companhias com energia comercializada no ambiente de contratação livre - para o qual não houve repactuação e, logo, o risco não está segurado - utilizam estratégias para mitigar o risco hidrológico, buscando reduzir o impacto financeiro do GSF.

Essa confirmação sinaliza um comportamento diferente por parte dos geradores entre o mercado regulado e o mercado livre. Para o primeiro, em virtude da repactuação do risco hidrológico, não há ação no sentido de minimizar os efeitos do GSF, até porque pela própria estrutura definida na repactuação não há mais qualquer medida que possa ser utilizada pelo gerador. Porém, para o mercado livre os geradores realizam uma gestão ativa para mitigar riscos.

¹⁵ Não foi encontrada a abertura entre energia vendida no ACR e no ACL para a AES Tiete.

Nesse sentido, há uma mudança de comportamento entre um ambiente de negócios e outro em virtude da contratação de um seguro, o que, conforme analisado no item 2, caracteriza o risco moral.

A ANEEL, durante as discussões da AP nº 32/2015, manifestou-se alegando que os agentes geradores podem mitigar o risco hidrológico reduzindo a quantidade de garantia física comercializada e, também, buscando uma estratégia de sazonalização da energia para potencializar ganhos e minimizar perdas. (ANEEL, 2015).

De fato, reduzir a exposição ao mercado de curto prazo reduzindo a quantidade de energia comercializada é uma estratégia utilizada pelas companhias, conforme observado anteriormente.

Essa estratégia funciona da seguinte maneira: suponha-se que uma empresa "X" possui 1000 MW de garantia física e que ela tenha uma expectativa de GSF = 0,8 (ou seja, a geração total do MRE focará em 80% da garantia física). Logo, essa empresa tentaria vender apenas 80%, ou seja, 800 MW, enquanto os outros 200 MW ficariam disponíveis. Com isso, não ficaria com exposição aos preços de curto prazo e o seu custo seria deixar de vender os 200 MW de seu portfólio.

O fundamento por trás dessa estratégia é que o custo no mercado de curto prazo é precificado pelo PLD e, portanto, tende a ser mais caro quanto maior o déficit hídrico, a ponto de que é preferível deixar de vender uma quantidade da energia disponível em seu portfólio para utilizá-la no cenário de déficit de geração de energia hidráulica para atender seus contratos, funcionando como um *hedge*¹⁶.

O racional nessa situação é que o preço médio de energia comercializada do gerador é menor que o PLD.

Outra possibilidade de reduzir o risco é utilizar de fato uma técnica de *hedge*. Nesse caso, o agente, prevendo o GSF abaixo de 1 e tendo seu portfólio totalmente vendido, fará uma compra antecipada de energia que, em tese, é mais barata que a energia no mercado de curto prazo.

Por outro lado, o consumidor não tem meios para mitigar o risco do GSF e reduzir o quanto irá pagar pelo déficit hídrico. O custo para o consumidor no

¹⁶ Hedge é uma estratégia de proteção para os riscos de um investimento, que neutraliza a posição comprada ou vendida para que seu preço não varie.

mercado regulado será a diferença entre 1 e o GSF (quando GSF menor que 1) multiplicado pela garantia física e pelo PLD:

$$\text{Custo consumidor} = (1 - \text{GSF}) * \text{GF} * \text{PLD}$$

Tendo como base os conceitos de GSF e PLD abordados na revisão teórica desse trabalho, fica evidente que o consumidor tem uma posição totalmente passiva no que se refere aos custos que irá arcar. Dito de outra forma, o consumidor assumiu um risco para o qual não possui meios para gerenciar.

Sendo assim, resta analisar se o custo passado para o consumidor no ACR é maior ou menor que o custo do ACL.

4.1.4 Análise da Estratégia e Comparação de Custos

Tendo identificado que, assim como descrito na revisão teórica desse estudo, há diferença de comportamento do agente entre o ambiente com seguro (mercado regulado) e sem seguro (mercado livre) e que, para este mercado, há a utilização de meios visando mitigar o risco de exposição ao GSF, será analisado se as estratégias para reduzir o risco no mercado livre mostram-se assertivas.

Isto é, o custo é menor com a estratégia que os agentes aplicam para a energia comercializada no mercado livre?

Para responder essa questão serão simulados dois cenários, o primeiro considerando que toda a energia fosse comercializada no ACR, ou seja, há seguro e o risco fica em sua integralidade com o consumidor que pagará o déficit hidrológico ao PLD, apenas deduzido do prêmio de risco pago pelo gerador, conforme definido na repactuação pela ANEEL.

O segundo considera que a energia é totalmente vendida no ACL, sem seguro, utilizando as estratégias de mitigação de risco discutidas anteriormente, especificamente a estratégia de não comercializar toda a garantia física, e, portanto, o déficit será precificado pelo preço médio de venda de energia do portfólio das 4 empresas de energia para as quais foram encontradas tais informações (Cemig, Copel, Engie e AES).

Dessa maneira, basicamente, a resposta será encontrada pela diferença de preço entre o mercado de curto prazo (precificado pelo PLD) menos o prêmio de

risco pago pelos geradores e o *mix* do portfólio das empresas, ou dito de outra maneira, será o preço de curto prazo *versus* o custo de não se vender mais energia.

Para tanto será considerada a totalidade de garantia física sazonalizada do MRE disponibilizada pelos dados da CCEE e, para ambos os cenários, nos períodos em que o GSF foi superior a 100%, o ganho da sobra de energia será precificada ao PLD. As tabelas a seguir apresentam os resultados:

Período	Geração de energia (MWmédios)	Garantia Física Sazonalizada (MWmédios)	GSF (%)	GSF (MWmédios)	GSF (MWh)	PLD médio (R\$)	Total antes do prêmio de risco (R\$ milhões)	Valor Prêmio de Risco (R\$/MWh)	Prêmio de Risco pago pelos geradores (R\$ milhões)	Custo Total (R\$ milhões)
jan-15	47.229	58.567	80,64	(11.337)	(8.434.831)	388,48	(3.276,8)	9,50	413,9	(2.862,8)
fev-15	45.842	58.348	78,57	(12.507)	(8.404.618)	388,48	(3.265,0)	9,50	372,5	(2.892,5)
mar-15	45.048	57.559	78,26	(12.512)	(9.308.697)	371,23	(3.455,6)	9,50	406,8	(3.048,8)
abr-15	42.245	51.198	82,51	(8.953)	(6.445.918)	324,37	(2.090,9)	9,50	350,2	(1.740,7)
mai-15	39.899	49.118	81,23	(9.218)	(6.858.328)	331,14	(2.271,1)	9,50	347,2	(1.923,9)
jun-15	37.714	47.526	79,35	(9.812)	(7.064.976)	374,54	(2.646,1)	9,50	325,1	(2.321,0)
jul-15	38.871	45.381	85,65	(6.510)	(4.843.744)	252,40	(1.222,5)	9,50	320,8	(901,8)
ago-15	38.767	45.693	84,84	(6.927)	(5.153.384)	160,26	(825,9)	9,50	323,0	(502,9)
set-15	40.453	46.535	86,93	(6.082)	(4.378.975)	230,74	(1.010,4)	9,50	318,3	(692,1)
out-15	42.704	46.358	92,12	(3.655)	(2.719.158)	217,62	(591,7)	9,50	327,7	(264,1)
nov-15	42.357	46.379	91,33	(4.022)	(2.895.926)	231,36	(670,0)	9,50	317,2	(352,8)
dez-15	43.069	45.895	93,84	(2.826)	(2.102.295)	177,64	(373,5)	9,50	324,4	(49,1)
jan-16	45.721	58.288	78,44	(12.567)	(9.349.961)	107,16	(1.001,9)	10,51	456,0	(546,0)
fev-16	50.246	55.398	90,70	(5.152)	(3.585.583)	65,85	(236,1)	10,51	405,4	169,3
mar-16	50.165	53.187	94,32	(3.023)	(2.248.744)	90,05	(202,5)	10,51	416,1	213,6
abr-16	47.980	51.300	93,53	(3.320)	(2.390.285)	101,52	(242,7)	10,51	388,3	145,7
mai-16	44.056	49.612	88,80	(5.557)	(4.134.377)	88,43	(365,6)	10,51	388,1	22,5
jun-16	42.704	50.028	85,36	(7.324)	(5.273.370)	87,21	(459,9)	10,51	378,7	(81,2)
jul-16	42.001	49.505	84,84	(7.504)	(5.582.920)	97,62	(545,0)	10,51	387,3	(157,8)
ago-16	41.710	49.960	83,49	(8.250)	(6.137.641)	118,93	(729,9)	10,51	390,8	(339,1)
set-16	40.854	51.003	80,10	(10.149)	(7.307.109)	147,50	(1.077,8)	10,51	386,1	(691,7)
out-16	41.328	50.305	82,15	(8.977)	(6.878.998)	204,45	(1.365,5)	10,51	393,5	(972,0)
nov-16	42.707	50.248	84,99	(7.540)	(5.429.006)	166,09	(901,7)	10,51	380,4	(521,3)
dez-16	47.220	49.246	95,89	(2.026)	(1.507.357)	127,38	(192,0)	10,51	385,2	193,2
jan-17	51.204	48.175	106,29	3.028	2.253.094	125,84	283,5	11,18	400,5	684,1
fev-17	53.973	46.297	116,58	7.676	5.158.182	127,02	655,2	11,18	347,7	1.002,9
mar-17	51.559	47.557	108,42	4.002	2.977.585	183,45	546,2	11,18	395,4	941,6
abr-17	44.213	46.686	94,70	(2.473)	(1.780.529)	296,32	(527,6)	11,18	375,6	(152,0)
mai-17	42.906	53.930	79,56	(11.024)	(8.202.165)	341,74	(2.803,0)	11,18	448,4	(2.354,7)
jun-17	42.654	54.599	78,12	(11.945)	(8.600.359)	120,51	(1.036,4)	11,18	439,3	(597,1)
jul-17	37.372	58.431	63,96	(21.059)	(15.667.572)	307,86	(4.823,5)	11,18	485,8	(4.337,7)
ago-17	36.202	60.047	60,29	(23.845)	(17.740.389)	505,36	(8.965,3)	11,18	499,2	(8.466,1)
set-17	37.066	60.538	61,23	(23.472)	(16.899.595)	513,37	(8.675,8)	11,18	487,1	(8.188,7)
out-17	37.838	60.837	62,20	(22.999)	(17.111.204)	533,82	(9.134,3)	11,18	505,8	(8.628,5)
nov-17	39.776	59.504	66,85	(19.728)	(14.204.194)	431,84	(6.134,0)	11,18	478,8	(5.655,2)
dez-17	44.511	56.110	79,33	(11.599)	(8.629.658)	225,21	(1.943,5)	11,18	466,5	(1.477,0)
TOTAL							(71.578,6)		14.233,0	(57.345,6)

Tabela 2 – Simulação do custo do déficit hidrológico se toda a energia fosse negociada no ACR
Fonte: Elaboração do autor com dados disponibilizados pela CCEE

Considerando as premissas para a simulação da primeira tabela, o resultado acumulado para o período entre janeiro de 2015 e dezembro de 2017 foi de R\$ 57,3 bilhões. Isso significa que, se toda a energia fosse comercializada no mercado regulado, considerando as principais regras da repactuação via Lei 13.203/15, o consumidor teria acumulado um custo adicional, nesse patamar, em relação ao déficit hidrológico.

Como se pode observar analisando a Tabela 2, as variáveis que afetam o resultado são o GSF e o PLD. Conforme já apresentado na revisão teórica dessa pesquisa, o GSF é resultado do volume de geração em relação à garantia física e o PLD é o preço de curto prazo referenciado em um modelo predeterminado, impactado, entre outras variáveis, pelo cenário da hidrologia.

Verifica-se, portanto, que o consumidor não possui mecanismos para diminuir sua exposição ao risco, pois é um agente passivo para ambas as variáveis. Resta-lhe, tão somente, a redução do consumo até o limite mínimo necessário para manter suas atividades vitais.

Porém, tal alternativa não é uma medida de mitigação de risco, pois o risco continuará na mesma proporção em relação ao consumo, ou seja, o risco continua na mesma magnitude. No limite, imaginando que o consumo de energia não fosse um bem básico na vida moderna, seria possível imaginar que o consumidor reduziria seu consumo a zero e não sofreria os impactos do GSF.

Entretanto, tal medida não mitigaria o risco do GSF e PLD, somente se deixou de ter contato com o produto. Uma ação para mitigar o risco seria reduzir a intensidade mantendo o mesmo patamar de consumo.

A Tabela 3 apresenta o resultado considerando que toda a energia fosse comercializada nos moldes do mercado livre. A gestão ativa sobre o portfólio, utilizando a estratégia de manter sem comercializar o montante de energia próximo do déficit calculado pelo GSF, resultaria num custo acumulado entre janeiro de 2015 e dezembro de 2017 de R\$ 41,8 bilhões.

Comparando-se os dois cenários simulados, torna-se claro o menor custo ao se utilizar a gestão ativa visando mitigar o risco hidrológico. A Tabela 2 resultou num custo 37,3% superior ao custo estimado da Tabela 3.

Período	Geração de energia (MWmédios)	Garantia Física Sazonalizada (Mwmédios)	GSF (%)	GSF (MWmédios)	GSF (MWh)	PLD médio (R\$)	Preço Médio de Energia ¹ (R\$/MWh)	Custo Total (R\$ milhões)
jan-15	47.229	58.567	80,64	(11.337)	(8.434.831)	388,48	188,1	(1.586,6)
fev-15	45.842	58.348	78,57	(12.507)	(8.404.618)	388,48	188,1	(1.580,9)
mar-15	45.048	57.559	78,26	(12.512)	(9.308.697)	371,23	188,1	(1.751,0)
abr-15	42.245	51.198	82,51	(8.953)	(6.445.918)	324,37	188,1	(1.212,5)
mai-15	39.899	49.118	81,23	(9.218)	(6.858.328)	331,14	188,1	(1.290,1)
jun-15	37.714	47.526	79,35	(9.812)	(7.064.976)	374,54	188,1	(1.328,9)
jul-15	38.871	45.381	85,65	(6.510)	(4.843.744)	252,40	188,1	(911,1)
ago-15	38.767	45.693	84,84	(6.927)	(5.153.384)	160,26	188,1	(969,4)
set-15	40.453	46.535	86,93	(6.082)	(4.378.975)	230,74	188,1	(823,7)
out-15	42.704	46.358	92,12	(3.655)	(2.719.158)	217,62	188,1	(511,5)
nov-15	42.357	46.379	91,33	(4.022)	(2.895.926)	231,36	188,1	(544,7)
dez-15	43.069	45.895	93,84	(2.826)	(2.102.295)	177,64	188,1	(395,4)
jan-16	45.721	58.288	78,44	(12.567)	(9.349.961)	107,16	172,0	(1.608,2)
fev-16	50.246	55.398	90,70	(5.152)	(3.585.583)	65,85	172,0	(616,7)
mar-16	50.165	53.187	94,32	(3.023)	(2.248.744)	90,05	172,0	(386,8)
abr-16	47.980	51.300	93,53	(3.320)	(2.390.285)	101,52	172,0	(411,1)
mai-16	44.056	49.612	88,80	(5.557)	(4.134.377)	88,43	172,0	(711,1)
jun-16	42.704	50.028	85,36	(7.324)	(5.273.370)	87,21	172,0	(907,0)
jul-16	42.001	49.505	84,84	(7.504)	(5.582.920)	97,62	172,0	(960,3)
ago-16	41.710	49.960	83,49	(8.250)	(6.137.641)	118,93	172,0	(1.055,7)
set-16	40.854	51.003	80,10	(10.149)	(7.307.109)	147,50	172,0	(1.256,8)
out-16	41.328	50.305	82,15	(8.977)	(6.678.998)	204,45	172,0	(1.148,8)
nov-16	42.707	50.248	84,99	(7.540)	(5.429.006)	166,09	172,0	(933,8)
dez-16	47.220	49.246	95,89	(2.026)	(1.507.357)	127,38	172,0	(259,3)
jan-17	51.204	48.175	106,29	3.028	2.253.094	125,84	184,5	283,5
fev-17	53.973	46.297	116,58	7.676	5.158.182	127,02	184,5	655,2
mar-17	51.559	47.557	108,42	4.002	2.977.585	183,45	184,5	546,2
abr-17	44.213	46.686	94,70	(2.473)	(1.780.529)	296,32	184,5	(328,5)
mai-17	42.906	53.930	79,56	(11.024)	(8.202.165)	341,74	184,5	(1.513,3)
jun-17	42.654	54.599	78,12	(11.945)	(8.600.359)	120,51	184,5	(1.586,8)
jul-17	37.372	58.431	63,96	(21.059)	(15.667.572)	307,86	184,5	(2.890,7)
ago-17	36.202	60.047	60,29	(23.845)	(17.740.389)	505,36	184,5	(3.273,1)
set-17	37.066	60.538	61,23	(23.472)	(16.899.595)	513,37	184,5	(3.118,0)
out-17	37.838	60.837	62,20	(22.999)	(17.111.204)	533,82	184,5	(3.157,0)
nov-17	39.776	59.504	66,85	(19.728)	(14.204.194)	431,84	184,5	(2.620,7)
dez-17	44.511	56.110	79,33	(11.599)	(8.629.658)	225,21	184,5	(1.592,2)
TOTAL								(41.756,5)

¹ Preço médio calculado a partir dos dados disponibilizados pela Cemig, Copel, Engie e AES Tiete.

Tabela 3 – Simulação do custo do déficit hidrológico se toda a energia fosse negociada no ACL

Fonte: Elaboração do autor com dados disponibilizados pela CCEE e pelas companhias Cemig,

Copel, Engie e AES Tiete

Pode-se deduzir que, apesar dos geradores não conseguirem administrar o resultado do GSF, é possível não ficar exposto ao PLD, sendo assim o GSF não seria valorado ao preço de curto prazo, mas sim ao custo de oportunidade de não comercializar uma parte de sua energia disponível.

Ou ainda, utilizar a estratégia de comprar energia antecipadamente a custos menores que o PLD para manter energia disponível o suficiente para compensar a redução da garantia física propiciada por um baixo GSF.

Frisa-se que tal exercício considerou que os geradores acertariam 100% do resultado do GSF e deixaria descontratado exatamente o montante de energia que seria necessário para cobrir o impacto do GSF. Porém, sabe-se que é quase impossível acertar totalmente tal previsão, sendo que em alguns períodos o gerador ficaria com mais energia disponível que o necessário e em outros faltaria um pouco de energia.

Nesse sentido, para uma análise mais acurada dos resultados, realizou-se um teste de sensibilidade, considerando um intervalo de acerto da estratégia entre 80% e 100%. A tabela a seguir apresenta os resultados:

% de Acerto da Estratégia	Custo Total (R\$ milhões)
80%	(48.017,9)
85%	(46.452,5)
90%	(44.887,2)
95%	(43.321,8)
100%	(41.756,5)

Tabela 4 - Sensibilidade do resultado

Fonte: Elaboração do autor

A análise de sensibilidade demonstra que mesmo com um nível de acerto na ordem de 80% (ou seja, equivocar-se em 20% na previsão do GSF), a gestão ativa do portfólio seria cerca de 16,3% menos custosa do que não utilizar medidas mitigadoras de risco.

Realizou-se, também, o teste t de *Student* para aferir se os resultados obtidos possuem significância estatística. A análise avaliou se há diferença significativa entre a média dos dados obtidos para o PLD e para o preço médio de energia das companhias.

Nesse sentido, formulou-se a hipótese nula de que não há diferença entre as médias, ou seja, que a média do PLD é igual estatisticamente à média dos preços de energia do portfólio das geradoras que compõem a análise desse trabalho, considerando um nível de significância de 5%:

$$H_0: \mu_{PLD} = \mu_{geradoras}$$

$$H_1: \mu_{PLD} \neq \mu_{geradoras}$$

O resultado obtido está resumido na tabela a seguir:

	PLD	Média de preços dos portfólios
Média	237,8554924	181,5333333
Stat t	2,506487611	
P(T<=t) bi-caudal	0,016990622	
t crítico bi-caudal	2,030107928	

Tabela 5 – Teste t de Student

Fonte: Elaboração do autor

Face ao resultado do teste, rejeita-se a hipótese nula e conclui-se com 95% de confiança que as médias dos preços são diferentes, sendo que a média do preço de curto prazo (PLD) é maior que a média de preços dos portfólios dos geradores. Ou seja, o consumidor arca com um custo maior pelo fato do déficit hídrico ser, para ele, precificado ao PLD.

Vale salientar que o resultado dessas simulações não significa que o custo do risco hidrológico deve ser alocado aos geradores, mas apenas que uma gestão ativa sobre o portfólio propicia menores custos. Frisa-se também que não é objetivo desse trabalho identificar ou sinalizar quem deve assumir o custo de tal risco.

Nesse sentido, haveria que se analisar também que as expectativas de hidrologia de médio e longo prazo, que são parte da definição da garantia física das usinas, são balizadores da estratégia dos geradores e, dessa maneira, a hidrologia muito baixa como visto nos anos recentes pode ser considerada como um risco imprevisível pelas companhias.

De qualquer maneira, mesmo que houvesse uma conclusão de que o consumidor é quem deva pagar pelos impactos da baixa hidrologia, resta claro que seria muito menos custoso se fosse identificado um mecanismo que mantivesse o gerador como responsável por gerir e usar estratégias para mitigar ao máximo o custo do GSF, tal qual são feitas para o mercado livre.

Constata-se que a análise dos dados após a repactuação do risco hidrológico corrobora com a hipótese de risco moral, pois a divergência de comportamento no que tange à gestão do risco impacta diretamente o consumidor final, de forma a aumentar o custo para este.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Essa pesquisa teve como objetivo principal avaliar a possibilidade de risco moral na repactuação do risco hidrológico do setor elétrico. Nesse intuito o arcabouço teórico esteve fundamentado na teoria do agente-principal, na discussão de informações assimétricas e, principalmente, no conceito de *moral hazard*.

Como visto durante o capítulo 2 dessa dissertação, *moral hazard* caracteriza-se pela mudança de comportamento do indivíduo quando ele está segurado contra riscos, pois não haveria incentivos para que ele atue para evitar ou reduzir as consequências do risco.

Realizou-se uma breve revisão dos conceitos fundamentais do setor elétrico brasileiro visando esclarecer o funcionamento e a operação do sistema. Nesse sentido foi abordado que o sistema é operado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que a comercialização via contrato ocorre em dois ambientes, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), além do mercado de curto prazo que faz o ajuste dos volumes.

Verificou-se ainda a importante função exercida pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) de compartilhamento dos riscos financeiros da comercialização de energia das usinas hidrelétricas. E, de fundamental importância para o trabalho, abordou-se o conceito do *Generating Scaling Factor* (GSF) como medida de geração de energia das usinas hidráulicas pertencentes ao MRE e a formação de preço no mercado de curto prazo – o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Assim, quando o GSF é menor que 1 significa um déficit de geração de energia, oriunda da baixa hidrologia do período, que rebaixa a garantia física das usinas que compõem o MRE e, por consequência, eleva-se o preço de curto prazo. A depender do nível de contratação que as geradoras estiverem em relação a sua garantia física, haveria necessidade de comprar energia no mercado de curto prazo a preços elevados.

Esse foi o cenário vivenciado no Brasil a partir de 2012 e que incitou as negociações para que o governo atuasse no sentido de transferir o risco hidrológico ao consumidor, o que culminou na abertura da Audiência Pública nº 32/15 (AP 32/15) e na edição da Medida Provisória 688 de 2015 (MP 688/15), convertida na Lei 13.203/15.

A MP 688/15 tinha como objetivo a repactuação do risco hidrológico e, para isso, possibilitou a transferência do risco hidrológico para o consumidor mediante o pagamento de um prêmio de risco pelos agentes geradores de energia de fontes hídricas. A proposta previa mecanismos diferentes para o ACR e o ACL, além de assegurar o efeito retroativo da medida à janeiro de 2015. A mesma foi aceita para o ACR, porém rejeitada por todos os agentes no ACL.

Buscando-se atingir o objetivo dessa dissertação, iniciou-se a análise abordando a AP 32/15 e a MP 688/15 visando identificar indícios da presença de risco moral na repactuação para o mercado regulado de energia elétrica. A análise apontou para o fato de que os mecanismos constantes na MP seguem os mesmos moldes de um seguro tradicional, no qual o consumidor exerce o papel de seguradora.

A teoria econômica defende que, conforme ARROW (1968), se os agentes estão segurados eles não têm incentivo para minizar o risco. Logo, há um primeiro indício de possível existência de risco moral, pois a MP, ao permitir o repasse integral do risco ao consumidor, tira qualquer estímulo para o gerador utilizar meios que possam reduzir os custos.

Ainda, nessa primeira análise, há mais um indício de risco moral que foi retroagir os efeitos da MP para janeiro de 2015, ou seja, permitiu-se um comportamento oportunista *ex-post*.

A partir de tais indícios, buscou-se analisar as informações oficiais divulgadas pelas companhias que aceitaram a repactuação. Não foram encontradas muitas empresas que divulguem abertamente tais subsídios. Porém, quatro grandes grupos abordam tal questão em suas informações aos investidores e, dada suas relevâncias para o setor, foram utilizadas como referência para a análise.

Constatou-se que as empresas declaram realizar gestão ativa do seu portfólio para contrabalancear o risco hidrológico no mercado livre, principalmente a estratégia de comercializar menos energia do que sua garantia física, mantendo um montante do seu portfólio descontratado.

A análise dos dados que as companhias divulgam aos investidores corrobora com as declarações e percebe-se, principalmente a partir de 2014, que as geradoras mantiveram um nível de contratação menor para ter energia disponível que serviria para compensar o GSF menor que 1. Sendo assim, confirma-se que há

mudança de comportamento do agente entre o ambiente com seguro e sem o seguro.

O último passo na análise foi comparar os custos incorridos no ACR com o ACL. Para tanto, foram realizadas duas simulações: a primeira, considerando que exista apenas o mercado regulado e as condições estabelecidas pela repactuação do risco hidrológico para esse mercado; e a segunda, que toda a energia fosse comercializada no mercado livre e fosse utilizada a estratégia de mitigação do risco conforme afirmado pelas geradoras.

Segundo as premissas estabelecidas para a simulação, o resultado apontou que ao utilizar uma gestão ativa de mitigação do risco (cenário do mercado livre) haveria uma economia de 37,3% no período compreendido entre 2015 e 2017.

Dessa forma, ao se analisar a repactuação do risco hidrológico sob o conceito de *moral hazard*, concluiu-se que há indícios de risco moral no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do setor elétrico. Que tais indícios são corroborados pelos dados fornecidos por alguns agentes geradores de energia e que as simulações do ambiente com a possível presença de *moral hazard* em relação ao ambiente livre, demonstra que este seria menos custoso ao consumidor.

Conclui-se, dessa forma, que o aspecto mais danoso da repactuação do risco hidrológico foi o afastamento da gestão ativa do risco hidrológico para o ambiente regulado. Pois, como visto neste estudo, os consumidores não possuem ferramentas para mitigar os efeitos do risco hidrológico, configurando-se como um agente passivo no processo.

Enfatiza-se que esse estudo não teve por objetivo identificar qual agente deve ficar responsável pelos custos do déficit hídrico. Porém, mesmo que a análise desse quesito resultasse, como resultou a MP 688/15, que o consumidor é quem deve arcar com os custos, haveria que se encontrar uma alternativa para que os agentes que possuem meios para agir de forma ativa e mitigar os riscos assim o fizessem.

Como recomendação de trabalhos futuros, sugere-se aprofundar o tema com base na teoria dos seguros. Além disso, dado que para o ACL ainda não houve acordo, sugere-se identificar propostas de repactuação que reduzam a possibilidade de risco moral, principalmente atentando para a manutenção de estímulos para a gestão ativa do portfólio de energia, podendo-se utilizar premissas da teoria do portfólio.

REFERÊNCIAS

AES TIETE ENERGIA SA. **Informações Trimestrais - 30/09/2018**. São Paulo. 2018. Disponível em < <http://ri.aestiete.com.br/listresultados.aspx?idCanal=odsi0VDA//tdq2Cw4tP9Zw==> >. Acesso em: 12/01/2019.

AKERLOF, G. A. The Market for "Lemons": Quality Uncertainty and the Market Mechanism. **The Quarterly Journal of Economics**, v. 84, n. 3, p. 488-500, Aug. 1970.

ANEEL, A. N. D. E. E. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3ª. ed. Brasília: Aneel, 2008. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/atlas3ed_.pdf/ad6dfab8-d770-47fc-9472-2f80ee18c97f?version=1.0 >. Acesso em: 31/05/2018.

ANEEL, A. N. D. E. E. **Nota Técnica no 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 maio. 2015.

ANEEL, A. N. D. E. E. **BIG - Banco de Informações de Geração**, 2018. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> >. Acesso em: 02/06/2018.

ANEEL, A. N. D. E. E. **Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**, 2018. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao> >. Acesso em: 22/09/2018.

ARAUJO, J. L. D. The Investment in the Brazilian Power Sector: Reform and Crisis. **Nova Economia**, v. 11, 2001. Disponível em < <https://ssrn.com/abstract=386342> >. Acesso em: 31/05/2018.

ARROW, K. J. The Economics of Moral Hazard: Further Comment. **American Economic Review**, v. 58, p. 537-539, 1968.

BARROSO, L. A. et al. Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform, 2006. Disponível em < <https://www.psr-inc.com> >. Acesso em: 31/05/2018.

BRASIL. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 27 dezembro 1996.

BRASIL. Decreto nº 2.655 de 02 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 nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 03 julho 1998. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm >. Acesso em: 31/05/2018.

BRASIL. Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A/1961, 8.666/1993, 8.987/1995, 9.074/1995, 9.427/1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 27 maio 1998. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9648cons.htm >. Acesso em: 31/05/2018.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências., 30 julho 2004. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM >. Acesso em: 31/05/2018.

BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655/1971, 8.631/1993, 9.074/1995, 9.427/1996, 9.478/1997, 9.648/1998, 9.991/2000, 10.438/2002, e dá outras providências, 15 março 2004. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm >. Acesso em: 31/05/2018.

BRASIL. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica (.). **Diário Oficial da União**, Brasília, 8 Dezembro 2015.

BRESSAN, V. G. F. et al. O Seguro Depósito Induz ao Risco Moral nas Cooperativas de Crédito Brasileiras? Um Estudo com Dados em Painel. **RBE**, Rio de Janeiro, v. 66, p. 167-185, Abr-Jun 2012.

CASTRO, N. D.; BRANDÃO, R. Sobre a forma de redução do consumo de energia elétrica. **Valor Econômico**, São Paulo, 14 abr. 2014. Disponível em <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_castro150.pdf >. Acesso em: 05/01/2019.

CCEE. **Comunicados e Notícias**, 2015. Acesso em: 2018. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_358724&_afLoop=404069788936624&_adf.ctrl-state=i337z633t_160#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_358724%26_afLoop>. Acesso em: 22/09/2018.

CCEE. Mecanismo de Realocação de Energia. **Regras de Comercialização**, 2018. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=103563247756433&_adf.ctrl-state=17awnd0o3s_1#!%40%40%3F_afLoop%3D103563247756433%26_adf.ctrl-state%3D17awnd0o3s_5 >. Acesso em: 02/06/2018.

CCEE. Preço de Liquidação das Diferenças. **Regras de Comercialização**, 2018a. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=103563247756433&_adf.ctrl-state=17awnd0o3s_1#!%40%40%3F_afLoop%3D103563247756433%26_adf.ctrl-state%3D17awnd0o3s_5 >. Acesso em: 02/06/2018.

CCEE. **Informações ao Mercado**, 2018b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=1077786744644337&_adf.ctrl-state=effxhig7o_1#!%40%40%3F_afLoop%3D1077786744644337%26_adf.ctrl-state%3Deffxhig7o_5>. Acesso em: 02 jun. 2018.

CEMIG. **Relatório Anual de Sustentabilidade 2017**. Belo Horizonte. 2018. Disponível em < http://ri.cemig.com.br/static/ptb/relatorios_anuais.asp?idioma=ptb >. Acesso em: 12/01/2019.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. **Informações Trimestrais Setembro/2018**. Curitiba. 2018. Disponível em < <http://ri.copel.com/ptb/central-de-resultados#2018> >. Acesso em: 12/01/2019.

DARWICHE, T. J. **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. Dissertação (Mestrado em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2016.

EISENHARDT, K. M. Agency theory: An assessment and review. **The Academy of Management Review**, v. 14, p. 57-74, 1989.

ENGIE BRASIL ENERGIA. **Release de Resultados 3T18**. Florianópolis. 2018. Disponível em < <https://www.engie.com.br/investidores/eventos-e-apresentacoes/releases-e-apresentacoes-de-resultados/> >. Acesso em: 12/01/2019.

EPE. **Garantia Física**, 2018. Acesso em: 2018. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/garantia-fisica> >. Acesso em: 18/12/2018.

FARIA, D. M. C. D. MP 579: LIÇÕES APRENDIDAS E PROPOSTAS PARA O FUTURO. **XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF**, 2015.

JENSEN, M. C.; MECKLING, W. H. Theory of the firm: managerial behavior, agency costs and ownership structure. **Journal of Financial Economics**, v. 3, p. 305-360, 1976.

KLANN, R. C. et al. Influência do Risco Moral e da Accountability nas Tomadas de Decisões. **Revista Contabilidade Vista & Revista**, Belo Horizonte, v. 25, p. 99-118, 2014.

MACIEIRA, L. D. S. **Risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário: o problema do oportunismo das distribuidoras de energia elétrica.** 127f. Dissertação (Mestrado em Administração) - Universidade de Brasília. Brasília. 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Histórico de Operação, 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx>. Acesso em: 2019.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia.** 5ª. ed. São Paulo: Prentice Hall, 2002.

PINTO JR., H. Q.; PIRES, M. C. P. **Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios.** maio. 2000.

RODRIGUES, A. S. Assimetria de Informações e o Risco de Captura de Agência Reguladora. **Revista ANTT**, v. 3, n. 1, Maio 2011.

TOLMASQUIM, M. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.