



Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA
Engenharia de Energia

Análise da Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro

Autor: Samuel Ângelo Dantas Rocha
Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua
Co-orientadora: Ms. Andréia de Freitas Silva

Brasília, DF
2018



Samuel Ângelo Dantas Rocha

Análise da Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília – UnB

Faculdade UnB Gama – FGA

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua

Coorientador: Ms. Andréia de Freitas Silva

Brasília, DF

2018

Samuel Ângelo Dantas Rocha

Análise da Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro/
Samuel Ângelo Dantas Rocha. – Brasília, DF, 2018-
105 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua
Coorientador: Ms. Andréia de Freitas Silva

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA , 2018.

1. risco hidrológico. 2. *Generation Scaling Factor*. 3. Mecanismo de Realocação de Energia. I. Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua. Ms. Andréia de Freitas Silva. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Análise da Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro

CDU 620.92

Samuel Ângelo Dantas Rocha

Análise da Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 06 de dezembro de 2018:

Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua
Orientador

Ms. Andréia de Freitas Silva
Co-orientadora

Prof. Dra. Paula Meyer Soares
Examinadora

Brasília, DF
2018

*Ao meu pai, Evaristo Dantas, e minha mãe, Lúcia Dantas
que me ensinaram a sempre dar o meu melhor e foram meu alicerce nesta caminhada.*

Agradecimentos

Sinto muito orgulho da minha caminhada e do meu crescimento nesses cinco anos de graduação. Amadurecer é viver o suficiente para aprender que sou uma versão melhor de mim não pela quantidade de vezes que acertei, mas pela quantidade de vezes que errei. Dedico este trabalho de conclusão de curso:

À Deus, que se fez presente e me deu forças desde o início dessa caminhada. Que acalmou meu coração, e me abraçou em meio a tempestade. Que foi esperança, proteção, força e morada.

À minha mãe, que sempre me amou infinitamente. Que sente por dois, sorri por dois, sofre por dois e dá o melhor de si à mim mesmo, duas e quantas vezes forem necessárias. Obrigado por ser a minha base, me guardar com suas orações, me curar com seu abraço, e por não só ter me dado à luz, mas também amor.

Ao meu pai, que é meu lar. Que enche a boca de orgulho para falar de mim. Que me vê brilhando até nos meus dias mais opacos, e que sempre sonhou com esse dia. Obrigado por ser minha alegria, e por doar a sua vida em prol da minha. Todos os dias.

Agradeço aos meus irmãos e minha família por terem me dado suporte e incentivo para chegar até aqui, especialmente à minha vó, que me deixou no início desse ano, e sei que estaria muito feliz por esse momento.

Agradeço ao meu orientador Professor Dr. Fernando Paiva Scardua e à minha coorientadora e chefe Andréia de Freitas Silva, pela maravilhosa orientação. Não poderia ter feito melhor escolha. Obrigado pelos, conselhos, preocupações e por sempre exigirem tanto para que eu pudesse dar o meu melhor.

À Universidade de Brasília, a qual eu tenho muito orgulho de fazer parte, por ser o lugar que me permitiu expandir a minha mente e me ensinou que eu posso ser e conquistar tudo o que eu quiser.

Aos meus amigos, de vida e da faculdade, que são a família que eu fui descobrindo aos poucos. Obrigado por me motivarem, por serem meu suporte, minha distração e por me ensinarem a importância de se caminhar em grupo.

Agradeço aos colegas de trabalho do IEEE PES, da empresa júnior Matriz Engenharia de Energia, e dos estágios na Wizard, Agência Nacional de Energia Elétrica, Strom Brasil, CEB Distribuição. Obrigado por enriquecerem a minha formação, pela troca de conhecimentos e pelas pessoas incríveis que tive a oportunidade de conhecer.

À todos, minha sincera gratidão.

*“Todas as coisas encontram seu lugar
Quando a gente encontra o nosso.”*

Resumo

Desde 2012, o risco hidrológico vem impactando intensamente os custos das usinas hidrelétricas do SIN devido aos altos preços de PLD e a degradação do *Generation Scaling Factor* (GSF). A judicialização do GSF contribuiu para a criação da repactuação do risco hidrológico com os consumidores por meio de 25 produtos de adesão a serem escolhidos pelo gerador, através da Lei nº 13.203/2015, e da Resolução Normativa nº 684/2015, estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A medida regulatória funciona como uma espécie de seguro, onde o assegurado é o agente gerador e o segurador é o consumidor. O presente trabalho tem como objetivo analisar o impacto da repactuação do risco hidrológico nos custos dos agentes geradores e consumidores, bem como elaborar um modelo computacional que estima o prêmio de risco dos agentes geradores do ACR em 2018, por meio da métrica de risco *Conditional Value at Risk* (CVaR), utilizando Método de Monte Carlo com 1200 cenários de PLD e GSF. Os resultados mostraram que o modelo computacional sinaliza os empreendedores os valores de perdas potenciais em suas carteiras de modo a auxiliá-los a gerenciarem os riscos frente ao cenário de incertezas vividos no setor elétrico. Os valores de CVaR para os intervalos de confiança de 95%, 99% e 99,9% mostraram perdas potenciais que variam entre R\$3,6 a R\$13,4 bilhões para os cenários analisados, cujos valores são sustentados pelas distribuidoras. Esses gastos contribuem para até 43% dos custos anuais das distribuidoras de energia elétrica. Os consumidores assumem esses custos no aumento das tarifas de energia elétrica por meio do acionamento das Bandeiras Tarifárias e pelo Reajuste Tarifário. Os resultados e análise do impacto financeiro causado indicam que há falhas na medida regulatória que deveria propor simetria de benefícios a todas as partes interessadas.

Palavras-chaves: risco hidrológico. *Generation Scaling Factor*. Mecanismo de Realocação de Energia.

Abstract

Since 2012, the hydrological risk has strongly impacted the costs of the hydroelectric power plants due to high prices and the degradation of the Generation Scaling Factor (GSF). The judicialization of the GSF contributed to the renegotiation of hydrological risk with final consumers through 25 products to be chosen by the generator agent, according to the Law N° 13.203/2015 and the ANEEL Normative Resolution N°. 684/2015, established by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). The regulatory measure proposes a type of insurance, which the generator agent is the assured part and the consumer is the insurer. This study aims to analyze the impact of the renegotiation of hydrological risk on the costs of generating and distributors agents, as well as to elaborate a computational model that estimates the risk premium of the generating agents with contracts in the Regulated Market (ACR) in 2018. In order to achieve the established goals, it has been used the Conditional Value at Risk (CVaR) metric with Monte Carlo Method for a projection of 1200 scenarios of PLD and GSF. The results showed that the computational model indicates the potential loss values to the entrepreneurs' portfolios in order to help them to manage risks in the midst of the uncertainty scenarios experienced in the electricity market. The CVaR values for the 95%, 99% and 99,9% confidence levels showed potential losses ranging from R\$3.6 to R\$13.4 billion for the scenarios analyzed. Values of which are supported by the distributors and may contribute up to 43% of the annual costs of electricity distributors companies. Consumers assume these costs in the increase of electric energy tariffs. The results and analysis of the financial impact indicate that there are gaps in the regulatory measure that should have proposed symmetry of benefits to all stakeholders.

Key-words: hydrologic risk. Generation Scaling Factor. Energy Reallocation Mechanism.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Evolução da Geração Térmica no SIN. Fonte: (ONS, 2018).	1
Figura 2 – Fluxograma das atividades do Trabalho de Conclusão de Curso.	18
Figura 3 – Representação de um Sistema de Usinas em Cascata. Fonte: (RAMOS, 2011).	21
Figura 4 – Representação dos conceitos de Montante e Jusante em uma Usina Hidrelétrica. Fonte: (CICOGNA, 1999) Adaptado.	22
Figura 5 – Representação de um sistema hidrotérmico. Fonte: (BRITO, 2016) Adaptado.	23
Figura 6 – Cenários do GSF. (a) Cenário de Superávit de Geração no MRE ($GSF > 100\%$). (b) Cenário de Déficit de Geração no MRE ($GSF < 100\%$). Fonte: (ALTIERI, 2017).	32
Figura 7 – Risco da carteira em relação ao número de ativos. Fonte: (ASSAF, 2010)	39
Figura 8 – Princípio da Dominância. Fonte: (ASSAF, 2010)	40
Figura 9 – Efeito da Diversificação de Carteiras. Fonte: (RIBEIRO, 2009).	41
Figura 10 – Carteira de Mercado na Fronteira de Eficiência de Markowitz. Fonte: (SECURATO, 1996).	42
Figura 11 – VaR - Value at Risk. Fonte: (ARFUX, 2004).	44
Figura 12 – Função Densidade de Probabilidade de uma Carteira - Value at Risk. Fonte: (ARFUX, 2004)	45
Figura 13 – Comparação entre VaR e CVaR de uma carteira. Fonte: (RIBEIRO, 2009)	47
Figura 14 – Perfis do Decisor pela Função de Utilidade. Fonte: (RIBEIRO, 2015)	50
Figura 15 – Histórico da ENA do Submercado SE/CO, em %MLT. Fonte: (ONS, 2018).	53
Figura 16 – Comparação mensal da ENA dos Piores Cenários do SIN. Fonte: (ONS, 2018).	54
Figura 17 – Histórico da Geração Térmica no SIN. Fonte: (ONS, 2018).	55
Figura 18 – Evolução do CMO x PLD - Submercado SE/CO. Fonte: (DARWICHE, 2016)	56
Figura 19 – Evolução PLD - Submercado SE/CO. Fonte: (CCEE, 2018d)	56
Figura 20 – Evolução do Ajuste do MRE (GSF). Fonte: (BRITO, 2016)	57
Figura 21 – Quantidade de usinas que aderiram à repactuação do risco hidrológico até o ano de 2018 por submercado. Fonte: Autor	66
Figura 22 – Projeção dos 1200 cenários do PLD. Fonte: Autor	68
Figura 23 – Projeção dos 1200 cenários de GSF. Fonte: Autor	69

Figura 24 – Histograma da Simulação do Efeito de Repactuação do Risco Hidrológico (ERRH) no ano de 2018, em milhões de R\$. Fonte: Autor	70
Figura 25 – Representação da cauda da curva de distribuição de probabilidade. Fonte: Autor	71
Figura 26 – Curvas de Distribuição de Probabilidade do Efeito de Repactuação do Risco Hidrológico das Usinas que aderiram à Repactuação do Risco Hidrológico. Fonte: Autor	71
Figura 27 – Participação de cada submercado no valor total do repasse do risco hidrológico em 2016. Fonte: Autor	74
Figura 28 – Participação do efeito de repactuação do risco hidrológico de cada submercado no custo anual das distribuidoras no MCP (a) em 2016. (b) em 2017. Fonte: Autor.	76
Figura 29 – Análise da contribuição do efeito de repactuação do risco hidrológico ao custo anual no MCP das distribuidoras por agente do submercado SE/CO em 2016. Fonte: Autor	77
Figura 30 – Análise da contribuição do efeito de repactuação do risco hidrológico ao custo anual no MCP das distribuidoras por agente do submercado SE/CO em 2017. Fonte: Autor	78
Figura 31 – Quadro Resumo das Métricas de Risco. Fonte: Autor	91

Lista de tabelas

Tabela 1 – Produtos de Adesão para Repactuação do Risco Hidrológico.	61
Tabela 2 – Prazo de postergação do pagamento do prêmio de risco para ressarcimento do resultado de 2015.	62
Tabela 3 – Valores de PLD médio consolidados no ano de 2017	67
Tabela 4 – Valores de GSF consolidados no ano de 2017	67
Tabela 5 – Resultados dos valores de CVaR do valor total de repasse do risco hidrológico em 2018. Fonte: Autor	73
Tabela 6 – Resultados dos valores de CVaR do valor total de repasse do risco hidrológico por submercado. Fonte: Autor	73
Tabela 7 – Usinas que aderiram à repactuação até o ano de 2018. Fonte: (CCEE, 2018b)	93
Tabela 8 – Dados das Usinas atualizados em 2018. Fonte: (CCEE, 2018b)	99
Tabela 9 – Dados anuais das Distribuidoras em 2017. Fonte: (ANEEL, 2018b)	103
Tabela 10 – Dados anuais das Distribuidoras em 2017. Fonte: (ANEEL, 2018b)	104

Lista de abreviaturas e siglas

ONS	Operador Nacional do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
VaR	<i>Value at Risk</i>
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
CFaR	<i>Cash-Flow at Risk</i>
EaR	<i>Earnings at Risk</i>
CMO	Custo Marginal de Operação
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PCH	Pequenas Central Hidrelétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
RRH	Repactuação do Risco Hidrológico
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
ENA	Energia Natural Afluente
SE/CO	Sudeste/Centro Oeste
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
MCP	Mercado de Curto Prazo
ABRAGE	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia

MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
GF	Garantia Física
GFIS	Garantia Física
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no ACR
CONER	Conta de Energia de Reserva
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
fdp	Função densidade de probabilidade
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
BIG	Banco de Informações de Geração
FGV	Fundação Getúlio Vargas

Lista de símbolos

R_c	Risco da carteira
R_i	Retorno individual de um ativo
W_i	Percentual da participação individual do ativo
MWmédios	Mega Watt médios
MLT	Média de Longo Termo
σ_c	Risco da carteira
σ_i	Desvio padrão de um ativo i
σ_c	Correlação entre ativos i e j
$Cov(R_i, R_j)$	Covariância entre os retornos i e j
β_i	Índice beta do ativo i
σ_M^2	Variância do retorno da carteira de mercado
W_o	Investimento inicial
R	Taxa de retorno de uma carteira
R^*	Retorno esperado
W	Valor da carteira
$f(w)$	Função densidade de probabilidade
c	Nível de confiança
$1 - c$	Percentil da distribuição
W^*	Menor valor da carteira
μ	Medida de risco
∞	Infinito
$E(X)$	Valor esperado de uma carteira
θ	Valor esperado

\bar{X}	Média
λ	Perfil de risco de um agente
$V(R)$	Valor médio esperado dos piores cenários de uma carteira

Sumário

	Introdução	1
1	REFERENCIAL TEÓRICO	19
1.1	O Setor Elétrico Brasileiro	19
1.1.1	O Funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB	20
1.1.2	O Planejamento do SEB	23
1.1.3	A Operação do SEB	25
1.2	O Mercado de Energia	26
1.3	A Comercialização de Energia Elétrica	27
1.4	O Mecanismo de Realocação de Energia	30
2	METODOLOGIAS DE GESTÃO DE RISCO NO MERCADO DE ENERGIA	33
2.1	Avaliação dos Riscos no Setor Elétrico Brasileiro	34
2.1.1	Riscos de Mercado	36
2.1.2	Riscos Técnicos e Climáticos	36
2.1.3	Riscos Econômicos e Financeiros	36
2.1.4	Riscos Legais e Regulatórios	37
2.2	Ferramentas de Análise de Riscos	37
2.2.1	Teoria do Portfólio de Markowitz	38
2.2.2	<i>Value at Risk</i> - VaR	42
2.2.3	Conditional Value at Risk - CVaR	46
2.2.4	Cash-Flow at Risk - CFaR	48
2.2.5	Método de Monte Carlo	49
2.2.6	Teoria da Utilidade	50
3	ANÁLISE DA REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO	52
3.1	Descrição do Problema	52
3.1.1	Contexto do Problema: O Risco Hidrológico	52
3.1.2	A Proposta de Repactuação do Risco Hidrológico	59
3.1.2.1	A Repactuação do Risco Hidrológico no ACR	59
3.1.2.2	A Repactuação do Risco Hidrológico no ACL	63
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	65
4.1	Estimativa do prêmio de risco das usinas geradoras em 2018	65

4.2	Análise do Impacto Financeiro causado pela Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro	73
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
	REFERÊNCIAS	84
	APÊNDICES	89
	APÊNDICE A – QUADRO RESUMO DAS MÉTRICAS DE RISCO	90
	APÊNDICE B – CÓDIGO DO MODELO COMPUTACIONAL DE ESTIMATIVA DO PRÊMIO DO RISCO HIDROLÓGICO	92
	APÊNDICE C – RELAÇÃO DAS USINAS QUE ADERIRAM À REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO ATÉ 2018	93
	ANEXOS	98
	ANEXO A – BASE DE DADOS UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES	99

Introdução

O setor elétrico brasileiro possui sua matriz energética composta por diversas fontes. Entretanto, essa diversidade é consequência de uma transição que vem ocorrendo ao longo do tempo. O início da industrialização do país marcou o desenvolvimento do setor energético por um crescente aumento de empreendimentos hidrelétricos, que se perpetuou até o início do século XXI (ALBUQUERQUE, 2008).

Posteriormente, iniciou-se um período de transição no setor, evidenciado pelo grande crescimento da fonte térmica na matriz energética, transformando-o em um sistema predominantemente hidrotérmico, mostrado na figura 1, que ilustra a evolução da geração térmica e hídrica nos últimos 18 anos. Atualmente, 64% das usinas em operação no sistema interligado são usinas hidrelétricas, enquanto outros 28% são usinas termelétricas. Além disso, o sistema é complementado por outras fontes como eólica, solar, nuclear e biomassa, que tem crescido significativamente (ANEEL, 2018a).

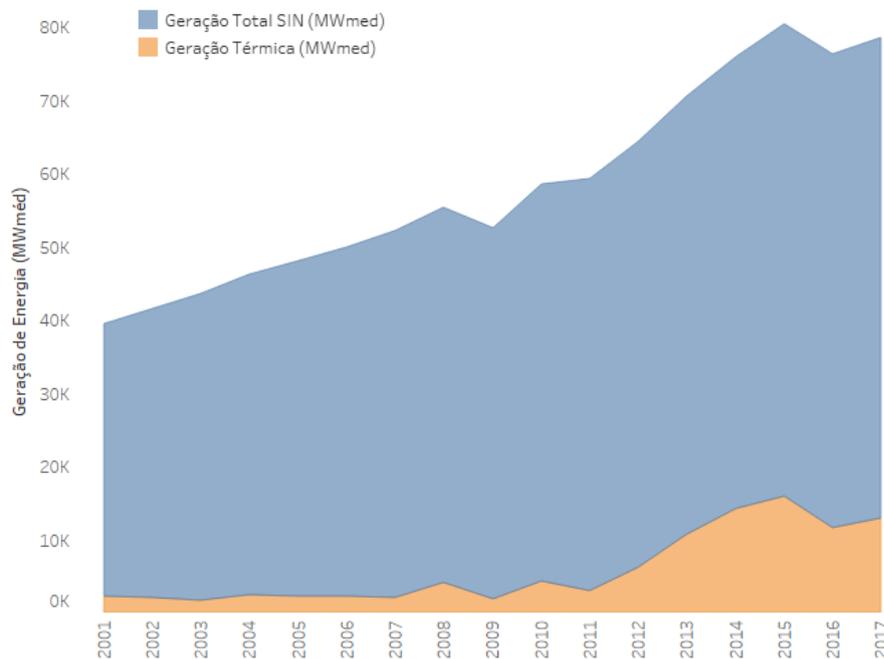


Figura 1 – Evolução da Geração Térmica no SIN. Fonte: (ONS, 2018).

A disponibilidade de várias fontes para suprimento da demanda exige um planejamento operacional robusto para otimização dos recursos, visando assegurar o suprimento de energia de forma eficiente, segura, e com o menor preço. Com o intuito de cumprir esse objetivo, o planejamento do setor é de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), enquanto a operação é competência do Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), que realiza o despacho das usinas, isto é, a quantidade de energia a ser gerada,

após resultados de análises probabilísticas de vazões, de demanda de energia, preço de combustíveis, indisponibilidade de usinas e entre outras variáveis, por meio de modelagens computacionais considerando séries temporais. A necessidade da utilização desses modelos se dá devido ao extenso território do Brasil e suas diferentes condições climáticas e operacionais para cada região do país, em busca do melhor funcionamento do SIN - Sistema Interligado Nacional (JANNUZI; SWISHER, 1997).

Um sistema hidrotérmico é composto, em maioria, de usinas hidrelétricas e termoelétricas. As usinas hidrelétricas geram energia de baixo custo, enquanto as termoelétricas utilizam combustíveis que possuem um preço elevado. Essas condições tornam a operação do sistema um processo complexo, pois caso a geração de energia por fonte hídrica seja priorizada - por ser economicamente mais viável, os reservatórios ficam comprometidos em caso de baixas afluições no futuro. Por outro lado, o despacho demasiado de geração termoelétrica provoca um alto custo de energia, e caso os reservatórios estejam cheios, e ainda assim ocorram altas afluições no futuro, haverá a necessidade de vertimento de água no sistema, ou seja, um desperdício de energia.

Quando se trata do mercado de energia, segundo Duarte (1996), existem dois aspectos a serem considerados: as incertezas e o risco. As incertezas são eventos que podem vir a impactar os investimentos em ativos realizados. O risco é a medida quantitativa que pode ser atribuída as incertezas, mensurando o quão significativo pode ser o impacto gerado por essa incerteza. A gestão de risco no setor elétrico é uma prática nova, e que ainda está em desenvolvimento. As métricas de risco são ferramentas de auxílio na tomada de decisão, e a possibilidade de identificá-los, seja na operação ou na comercialização, bem como sua mensuração e mitigação é algo essencial para otimizar os resultados. As metodologias de avaliação de risco mais comuns neste mercado são: *Value at Risk (VaR)*, *Conditional Value at Risk (CVaR)*, *Cash Flow at Risk (CFaR)*, entre outras que serão abordadas especificamente ao longo do trabalho (KAWAI, 2015).

As incertezas associadas a condições hidrológicas e a demanda de energia expõem os agentes do setor a um risco de mercado. A vulnerabilidade do desempenho hidrotérmico impacta a comercialização e torna o preço de energia volátil as condições de mercado. O CMO - Custo Marginal de Operação é o custo para se atender uma unidade de acréscimo de energia adicional, neste trabalho consideraremos essa unidade em MWh (CCEE, 2018i). Esse custo é diretamente relacionado com o PLD - Preço da Liquidação de Energia. O PLD é o preço da energia no mercado de curto prazo, ou também chamado de mercado *spot*. Esse ambiente de comercialização é onde os agentes compram energia no preço do PLD, em situações que a produção total não é o suficiente para cumprir o que foi pré-estabelecidos nos contratos. A exposição ao mercado de curto prazo resulta em um desequilíbrio financeiro que compromete a receita esperada pelos agentes, que são expostos ao risco hidrológico e aos riscos de mercado.

Os agentes de geração não controlam a quantidade de energia a ser gerada, pois essa quantidade é estabelecida pelo despacho centralizado do ONS, que otimiza o uso da água dos rios devido as usinas estarem em cascata. Entretanto, as usinas devem entregar a energia contratada nos leilões independente do despacho, e tal situação deixa o agente em um cenário repleto de incertezas. Partindo deste pressuposto, o MRE - Mecanismo de Realocação de Energia foi criado com o intuito de diminuir da exposição dos agentes ao risco hidrológico na tentativa de reduzir os impactos financeiros associados aos riscos de mercado.

O MRE é um mecanismo financeiro que realoca a energia daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. A realocação é feita de forma contábil e abrange, obrigatoriamente, todas as usinas despachadas pelo ONS. As PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas podem optar pela participação no mecanismo. Em suma, o mecanismo permite o melhor funcionamento do sistema frente aos riscos existentes, e permite que o montante de energia a ser considerado na liquidação de energia no âmbito da CCEE seja diferente para cada agente gerador naquele período de comercialização, mas o montante de energia efetivamente gerado seja o mesmo. Neste trabalho será designado o termo condomínio para o mecanismo composto pelas usinas geradoras (CCEE, 2018g).

O GSF, do inglês *Generation Scaling Factor* e também conhecido como Ajuste do MRE, é um parâmetro que foi criado após a implantação do MRE, e sua degradação durante a crise hídrica de 2015 foi um dos estopins para a criação da repactuação do risco hidrológico, que será abordada nos próximos capítulos desta monografia. O GSF mede, em porcentagem, a energia que foi efetivamente gerada pelos agentes participantes do MRE em relação a soma de suas garantias físicas. Considera-se garantia física como o lastro de uma usina, isto é, a quantidade máxima de energia que poder comercializada pelo empreendimento no SIN. Para conhecimento de sua importância neste mercado, a variação do GSF é responsável por prejuízos anuais de aproximadamente de R\$ 20 milhões de reais desde 2013 (CUNHA, 2015).

O Ajuste do MRE é um parâmetro que expressa as condições do mercado em um dado período. Se o GSF for superior a 100% naquele mês, por exemplo, significa que a soma da energia gerada pelos participantes do MRE foi além do necessário para cumprir os contratos. Essa situação indica que há excedente de energia, chamada Energia Secundária, o que caracteriza boas condições de mercado e níveis de afluência favoráveis. Quando o GSF for igual a 100%, significa que a quantidade total de energia gerada pelos participantes do MRE foi igual soma de suas garantias físicas, e neste caso há equilíbrio entre carga e geração. Por fim, o ajuste do MRE menor que 100% expressa as condições não favoráveis para geração de energia hidrelétrica, e portanto, não foi possível a produção total para cumprir as quantidades estabelecidas nos contratos naquele período de comercialização. Os agentes do MRE terão que comprar energia no Mercado de Curto Prazo ao preço do

PLD, ou participar de leilões e realizar contratos temporários para garantir a entrega da garantia física (CCEE, 2018g).

O problema em questão é que sob tais condições, é comum o ONS realizar o despacho de usinas térmicas para garantir o suprimento de energia. Como foi dito anteriormente, o preço para gerar energia por fontes térmicas é elevado e conseqüentemente o PLD naquele período fica elevado, que por sua vez, deixa os agentes expostos ao mercado de curto prazo.

Justificativa

O GSF e os elevados preços de PLD se tornaram o grande problema do setor elétrico a partir do final de 2012. Uma análise dos valores históricos de GSF mostra a existência de mais condições favoráveis que desfavoráveis a geração de energia hidrelétrica, principalmente nos anos de 2005 até o final de 2012. Segundo Tolmasquim (2015), mesmo que houvesse alguns meses com déficit de geração hídrica, devido a sazonalização dos períodos chuvosos e a grande extensão territorial do país, ainda assim, o risco de déficit de geração tinha menor probabilidade de acontecer. Nunes et al. (2017) diz que entre o período de 2005 a 2013, houve energia secundária em 79% dos meses, o que significa que na dimensão dos 8 anos analisados, cerca de 6,3 anos houveram valores de GSF maior que 100%, cenário onde os agentes geram além das suas garantias físicas.

Contudo, uma condição adversa de seca atingiu o país, e os níveis dos principais reservatórios de armazenamento do SIN tiveram queda significativa entre o final de 2012 e o início de 2013. A baixa pluviosidade se atenuou durante os anos de 2014 e 2015, gerando impactos relevantes no setor, tanto em níveis operacionais quanto financeiros.

O ONS, no contexto operacional, necessitou recorrer a outras fontes para garantir o suprimento da carga, e houve queda no despacho de energia hidráulica em 8,6% entre 2013 e 2015. No entanto, a geração térmica - que possui modalidade de contrato por disponibilidade, ou seja, é despachado apenas quando há déficit de geração - foi acionado ininterruptamente. Antes da ocorrência, a geração térmica atendia menos que 10% da carga do SIN, e passou a atender cerca de 30% nestas circunstâncias (ROMEIRO, 2015). No entanto, o PLD aumentou mais de 100% no período, atingindo o valor máximo de R\$822,83 de fevereiro a abril de 2014, e o GSF apresentou os piores valores desde a criação do MRE, com uma média anual de 85% em 2015 (CCEE, 2018d; CCEE, 2018a).

Além da baixa hidrologia e do aumento da participação na matriz energética, outros fatores não hidrológicos contribuíram para o ocorrido, tais como aumento do despacho de geração térmica fora da ordem de mérito, entrada de outras fontes na matriz energética, falhas no planejamento da operação e de comercialização para cenários ameaçadores ao funcionamento do sistema, falhas regulatórias e de metodologias para estabelecer limites

ao PLD, entre outras questões que serão abordadas no decorrer do trabalho.

Tal cenário resultou em prejuízos financeiros significativos aos agentes geradores, tendo em vista a grande exposição dos agentes no mercado *spot*. Ao mesmo tempo, esses riscos tomavam proporções além dos que podiam ser gerenciáveis pelos agentes geradores. A alta exposição a esses riscos, juntamente com o fato de que eles eram causados por fatores exógenos, que iam além da baixa pluviosidade, fizeram com que diversas liminares fossem impostas pelos agentes na tentativa de conter os impactos do GSF. A quantidade de liminares cresceu de tal forma que travou o mercado de energia, e impediu realização da liquidação financeira, que resultou em uma inadimplência de 56% no mercado de curto prazo somente em julho e agosto de 2015, com um montante de débito aproximado de R\$2,4 bilhões a ser liquidado no âmbito da CCEE (ALTIERI, 2017).

Na tentativa de solucionar o travamento do mercado, bem como o problema dos geradores, a ANEEL abriu a Audiência Pública - AP N° 32/2015 para tratar do assunto do risco hidrológico e seus impactos. Pelo fato da inviabilidade dos riscos serem assumidos pelos geradores, ainda mais na instabilidade em que o mercado se encontrava, a intenção era analisar a viabilidade de parte deste risco ser repassado aos consumidores. Após as interações entre ANEEL e agentes, por meio de várias etapas de audiências públicas durante o ano de 2015, a agência reguladora reconheceu os impasses relacionados ao risco hidrológico, e publicou a Nota Técnica final NT N° 238/2015, e apresentou uma proposta final de repactuação do risco hidrológico. Posteriormente, a publicação da Medida Provisória N° 688/2015 permitiu a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica entre os agentes participantes do MRE, e os consumidores, e definiu a regulamentação das condições de repactuação. Em dezembro de 2015, a MP N° 688/2015 foi convertida na Lei N° 13.203/2015, juntamente com a Resolução Normativa da ANEEL N° 684/2015, abordando toda a regulamentação da repactuação do risco nos ambientes de contratação regulado e livre, ACR e ACL, respectivamente.

Os agentes geradores que aderiram à repactuação do risco hidrológico concordaram em retirar as ações judiciais que limitavam a aplicação do GSF. No entanto, os consumidores - representados pelas distribuidoras de energia elétrica não tiveram direito em escolher assumir ou não o risco hidrológico. A Repactuação do Risco Hidrológico (RRH) funciona como uma espécie de seguro, onde os consumidores são os seguradores, e os agentes geradores os assegurados. A operacionalização do repasse é feita através do que foi chamado de Prêmio de Risco. Quando o GSF for menor que 100%, o risco hidrológico se pronuncia gerando um déficit de geração. Por isso, as distribuidoras - que representam os consumidores - pagam um prêmio de risco aos geradores que auxilia na redução dos impactos financeiros causados pela baixa dos reservatórios. Embora o termo prêmio remeta a um ganho para os geradores, o prêmio de risco é, na verdade, uma forma de minimizar o risco quando há condições de geração desfavoráveis resultando em um déficit de geração. Da

mesma maneira, quando há condições favoráveis, os consumidores também são beneficiados com as boas condições do mercado, que acontece quando o GSF é maior que 100%. Nestes cenários onde há energia secundária, ou excedente, parte da receita adquirida pelos geradores é repassada a distribuidora por um prêmio de risco, a ser pago pelos agentes geradores, de forma a beneficiar os consumidores com a modicidade tarifária.

A organização desta monografia será feita da seguinte forma:

Na introdução são apresentados os objetivos do trabalho, a contextualização do problema, e a motivação para a escolha do tema. Ademais, é apresentada a metodologia a ser utilizada, bem como as fontes de dados, premissas e considerações usadas nas simulações, juntamente com os conceitos básicos necessários para entendimento do modelo computacional criado para simular o prêmio de risco dos agentes, e sua formulação matemática.

O capítulo 1 consiste em um referencial teórico para entendimento do planejamento, operação e comercialização do setor elétrico, explicitando as regras e fundamentos de comercialização para melhor compreensão do mercado em que o tema está envolvido.

O capítulo 2 trata especificamente dos riscos existentes no mercado de energia elétrica. Após sua identificação, o gerenciamento de riscos no SEB é feito através das diversas ferramentas de análise de risco existentes. Elas serão descritas de acordo com as possíveis aplicações, assim como suas vantagens e limitações.

O capítulo 3 consiste no entendimento das causas que levaram a crise hídrica entre 2012 e 2015 e a criação da repactuação do risco hidrológico, buscando entender detalhadamente o que levou a implementação da medida regulatória, e quais os principais fatores que levaram a adoção dessa medida. Ademais, serão abordadas as condições e critérios da repactuação oferecidas pela agência reguladora.

O capítulo 4 aborda os resultados das simulações e a discussão a respeito desses dados com o intuito de analisar os efeitos da repactuação do risco no setor elétrico brasileiro por meio de gráficos e tabelas criados após a filtragem dos dados.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões dos resultados e discussões feitas ao longo desta monografia que indicam o cumprimento dos objetivos propostos.

Objetivos

Objetivo Geral

O presente trabalho busca estimar o prêmio de risco das usinas geradoras do ACR participantes do MRE que repactuaram o risco hidrológico para 2018 e analisar o impacto financeiro da repactuação, desde 2015, dos agentes do Submercado Sudeste/Centro Oeste

sob a ótica dos agentes geradores e consumidores.

Objetivos Específicos

- Analisar e descrever do mercado de energia elétrica;
- Descrever as metodologias de gestão de riscos utilizadas no Setor Elétrico Brasileiro;
- Simular e estimar o prêmio de risco para 2018 para os diferentes agentes do Submercado SE/CO;
- Avaliar o impacto financeiro dessa regulação no setor elétrico, sob a ótica dos geradores e dos consumidores.

Metodologia

Com o intuito de cumprir os objetivos propostos neste trabalho, a metodologia utilizada está representada no fluxograma da figura 2. Foi realizada uma revisão bibliográfica acerca da operação do sistema elétrico, dos conceitos e das variáveis que compõem o mercado de energia, bem como as regras e procedimentos de comercialização, contabilidade e liquidação de energia elétrica, e por fim foi realizada uma avaliação das metodologias utilizadas em gerenciamento de riscos, tanto no mercado financeiro quanto no mercado de energia.

A primeira etapa da revisão bibliográfica foi baseada em trabalhos que utilizam ferramentas para gerenciamento de riscos e tomadas de decisão aplicados ao setor energético, principalmente em estudos que utilizam esses modelos em casos de comercialização de energia, a destacar os trabalhos de Brito (2016), Darwiche (2016), Kawai (2015), Ribeiro (2015), Arflux (2004), Ribeiro (2009).

Toda a análise documental apresentada foi realizada por meio de livros, periódicos, artigos acadêmicos, revistas científicas nacionais e internacionais, e principalmente as contribuições apresentadas em teses de mestrado e doutorado. As pesquisas foram realizadas nas plataformas Scielo, Periódico Capes, Google Acadêmico, e repositórios online de artigos da Fundação Getúlio Vargas (FGV) e de teses e dissertações da Universidade de São Paulo (USP), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO) e do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE) - filiada à Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). As palavras chave utilizadas foram "risco hidrológico", "repactuação", "gerenciamento de riscos no setor elétrico", "GSF", "planejamento do setor elétrico", entre outras.

Os dados utilizados foram provenientes do sítio eletrônico da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), dos Dados Históricos da Operação e Procedimentos

de Rede - disponíveis no site do Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), e dos Dados do Banco de Informação de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), além da Consulta Legislativa na SophiA Biblioteca Virtual da ANEEL.

O estudo de caso teve início com o diagnóstico do problema, que foi realizado por meio da identificação e entendimento das causas do risco hidrológico, bem como a investigação dos critérios e condições da medida regulatória proposta pela ANEEL para reduzir os efeitos negativos causados pela crise hídrica vivida nos anos entre 2012 e 2015. Para esta etapa, foram essenciais as Notas Técnicas das quatro fases da Audiência Pública nº 32/2015, realizada pela ANEEL, a fim de elaborar a Proposta de Repactuação do Risco Hidrológico, além dos dados históricos de PLD e GSF - disponíveis no site da CCEE - para entendimento da situação do mercado em 2015, e os dados de geração, níveis de reservatórios e valores de Energia Natural Afluente (ENA), disponíveis no site do ONS.

Foram calculados o *CVaR* utilizando-se o Método de Monte Carlo para analisar as usinas geradoras do ACR no horizonte de tempo de 2016 a 2018 para o submercado SE/CO. Cada etapa destas simulações geraram dados de saída essenciais para validação da metodologia e análise do problema. Para tal, fez-se necessário o levantamento, filtragem e análise preliminar dos dados que serviram como variáveis de entrada neste modelo, como exemplo a relação de usinas do Submercado SE/CO que repactuaram o risco e seus respectivos produtos de adesão, o valor do prêmio de risco desses em R\$/MWh - ajustados a cada ano pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o montante de contratos do ACR repactuados de cada usina, a quantidade de garantia física do risco hidrológico, e outros dados disponíveis nos Relatórios de Repactuação do Risco Hidrológico, na Biblioteca Virtual da CCEE.

De posse dos dados de entrada disponíveis nos Anexos, ao final deste trabalho, foi feita a Simulação Histórica para projeção do prêmio de risco de forma retroativa, com o intuito de comparar se as projeções são condizentes com os resultados consolidados, disponíveis no âmbito da CCEE. Após a comparação dos cenários passados, e a validação do modelo proposto, a próxima etapa consistiu em estimar o prêmio de risco utilizando as projeções de mercado. As projeções para 2018 foram feitas com base em 1200 cenários de PLD e GSF, adquiridos por contribuição da empresa CEB Holding S.A para o presente trabalho. Estas projeções são resultados de estudos e simulações, elaborados pela empresa de consultoria PSR.

Ambas as simulações foram realizadas utilizando o software *MS Excel*® por meio das ferramentas de desenvolvedor para automatizar e criar um modelo computacional na linguagem *Visual Basic for Application* (VBA).

Por fim, os resultados de saída das simulações foram utilizados, com auxílio do software *Tableau Desktop*®, com o intuito de analisar o impacto financeiro da repactuação do risco hidrológico por parte dos geradores e dos consumidores, e avaliar se a medida

regulatória foi realmente uma medida efetiva na solução do problema enfrentado pelos agentes do setor desde 2012.

Procedimentos de Cálculo e Premissas Adotadas nas Simulações

Simulação Histórica

A simulação histórica consiste na utilização dos históricos de retornos para gerar cenários futuros. A teoria da simulação histórica revela que seu grau de complexidade é menor, pois utilizam-se dados passados para obter-se uma distribuição de valores finais da carteira. A ideia da simulação histórica a ser aplicada neste trabalho é simples. Utilizando os fatores de riscos passados, a simulação irá calcular o risco potencial para cada carteira. Com isso, os resultados de risco potencial calculados serão comparados com os riscos potenciais realizados, e a metodologia de cálculo será validada.

Em outras palavras, o intuito desta simulação foi elaborar um modelo computacional para estimativa do valor do risco hidrológico de cada agente gerador, ou parcela de usina - conforme nomenclatura da CCEE. Esta simulação serve para calcular a perda potencial de cada agente de forma retroativa. Desse modo, ao estimar o risco hidrológico utilizando apenas as informações públicas de cada usina, tais como montante repactuado, garantia física, entre outros, juntamente com os valores de GSF e PLD mensais realizados, é possível comparar esses dados de saída da simulação com o resultado real.

As etapas da simulação consistem em:

Inicialmente foram levantadas as usinas que aderiram à repactuação do risco hidrológico, bem como as informações descritas no Termo de Repactuação, firmado com a ANEEL. Destes dados, os principais são: período de repactuação, o montante repactuado, e o produto de adesão, representados no apêndice C. A necessidade de levantar esses dados primeiramente se dá pelo fato de conhecer previamente quais agentes geradores aderiram à repactuação e seu respectivo grau de risco assumido.

O InfoMercado é um relatório publicado mensalmente pela CCEE, onde constam as informações gerais e individuais pertinentes ao mercado de energia e a cada usina pertencente ao Sistema Elétrico Brasileiro. Por meio desta base de dados, realizou-se o levantamento das informações referentes à cada agente gerador. Entre os dados levantados estão: garantia física de cada parcela de usina e seu submercado, se o agente é ou não participante do rateio das perdas de geração e do regime de cotas.

O modelo necessitou desses *inputs* para identificar qual PLD a ser aplicado para cada parcela de usina (de acordo com seu submercado), e também para ajustar a garantia física de cada empreendimento a partir do fator de rateio das perdas de geração (UXP_GLF). Vale ressaltar que tais condições afetam significativamente os cálculos dos

valores do prêmio de risco hidrológico.

Em seguida ao levantamento dos dados de cada agente, disponíveis no Anexo A, foram calculadas as variáveis que compõem a formulação matemática do prêmio de risco. Os conceitos básicos, bem como sua formulação matemática, são apresentados a seguir:

- **Parcela de Usina** - refere-se à uma parcela do empreendimento hidrelétrico cadastrado na CCEE. Esta nomenclatura ocorre pois em dado empreendimento hidrelétrico pode existir mais de um *player*. Consequentemente, o cadastro no âmbito da CCEE - para fins de registro, medição contábil e contabilização de energia - é feito separadamente.
- **MONT_CVR** - é o montante de energia repactuado distribuído em cada mês do ano, em MWh.

$$MONT_CVR = MONT_RRH_ACR = MONT_RRH_ACR \times SPD \quad (1)$$

- **GF** - é a garantia física no ato regulatório, atualizada naquele ano, em MWmed.
- **Fator f** - é o fator de risco assumido pelo agente gerador de acordo com o produto de adesão discriminado no Termo de Repactuação do Risco Hidrológico, firmado com a ANEEL no momento de anuência.
- **UXP_GLF** - é o fator de rateio de perdas de geração associada à parcela de usina.
- **QM_GF_RRH** - é a quantidade de garantia física de repasse do risco hidrológico, no centro de gravidade do sistema, em MWh.

$$QM_GF_RRH = GF \times SPD \times UXP_GLF \times F_PDI_GF_{p,f-1} \quad (2)$$

- **GFIS_2_RRH** - é a garantia física de repasse do risco hidrológico modulada e ajustada da parcela de usina, em MWh. Diferente da garantia física do ato regulatório, na GFIS_2 é considerado o fator de rateio de perdas de geração e o fator de disponibilidade de cada usina.

$$GFIS_2_RRH = GF \times UXP_GLF \times F_DISP \times FAT, \quad (3)$$

onde FAT é um conjunto de fatores desprezíveis na simulação, pois geralmente são iguais ou próximos de 1.

$$FAT = F_MRE_P \times F_PDI_GF_{p,f-1} \times F_COM_GF$$

- **GFIS_3_RRH** - é a garantia física ponderada, modulada e ajustada de repasse do risco hidrológico da parcela de usina, em MWh. Nesta variável é considerado o ajuste causado pelo GSF, conforme explicado na descrição do Generation Scaling Factor (GSF) no capítulo 1.

se $AJUSTE_MRE_RRH > 1$,

$$GFIS_3_RRH = GFIS_2_RRH \quad (4)$$

caso contrário,

$$GFIS_3_RRH = GFIS_2_RRH \times AJUSTE_MRE_RRH \quad (5)$$

- **VRRH_ACR** - é o valor de repasse do risco hidrológico, em R\$.

$$VRRH_ACR = (((1 - f) \times GFIS_2_RRH) - GFIS_3_RRH) \times PLD \quad (6)$$

$$VRRH_ACR = \min\left(1, \frac{MONT_CVR}{QM_GF_RRH} \times VRRH_ACR\right) \quad (7)$$

- **DSEC_P_RRH** - é o direito à energia secundária para repasse do risco hidrológico, em MWh. Esta variável é diferente de zero apenas quando o GSF é acima de 100%, isto é, em caso de superávit de geração no MRE naquele mês.
- **SEC_RRH** - é o valor de energia secundária do ACR, em R\$, da parcela de usina. Esta variável é, portanto, o direito de energia secundária de cada parcela de usina valorado ao preço do PLD. Quando o GSF é menor que 100%, este valor não é considerado no valor de repasse do risco hidrológico, pois não há direito à energia secundária.
- **VTRRH_ACR** - é a soma do valor de repasse do risco hidrológico de todas as parcelas de usina.

$$VTRRH_ACR = \sum VRRH_ACR \quad (8)$$

- **F_RVRRH** - é o fator de rateio do valor total de repasse do risco hidrológico referente à cada agente distribuidor.
- **RFV_RRH** - é o resultado final do rateio do repasse do risco hidrológico de cada agente distribuidor.

$$RFV_RRH = F_RVRRH \times VTRRH_ACR \quad (9)$$

- **ERRH** - é o efeito de repasse do risco hidrológico. Se o agente for gerador, este valor é comumente positivo, e se o agente for distribuidor este valor é geralmente negativo.

Se o agente for agente gerador:

$$ERRH = VRRH_ACR \quad (10)$$

Se o agente for distribuidor:

$$ERRH = -RFV_RRH \quad (11)$$

O histórico de valores de PLD médio e GSF usados na simulação foram adquiridos no sítio eletrônico da CCEE, através do relatório InfoPLD. Após a simulação feita, os valores do prêmio de risco foram comparados com os resultados consolidados disponíveis no relatório InfoMercado Dados Individuais, também disponível no *site* da CCEE.

Simulação do Repasse do Risco Hidrológico

A realização da simulação histórica descrita anteriormente foi necessária para validar o modelo computacional utilizado para estimar o valor financeiro de cada usina que optou pelo repasse dos prejuízos causados pelo risco hidrológico aos agentes de distribuição para o ano de 2018.

Os conceitos básicos utilizados na simulação histórica foram mantidos para esta simulação, e as variáveis permanecem as mesmas. No entanto, algumas hipóteses foram adotadas, pois se trata de uma estimativa onde não são considerados resultados consolidados. Assim, é normal que haja uma margem de erro entre o valor estimado e o valor real. As premissas consideradas são descritas a seguir, e estes dados são mostrados no Anexo A.

- O fator de rateio de perdas foi aproximado ao valor utilizado no ano anterior, 2017, utilizando média aritmética.
- A simulação do repasse do risco hidrológico de 2018 não considera o valor da energia secundária. Optou-se por não projetar o valor financeiro da eventual energia secundária existente no sistema pelos seguintes motivos:

Difícil previsão da geração de cada parcela de usina: a energia secundária é fortemente dependente da geração de cada parcela de usina e dos montantes de energia provenientes do intercâmbio dentro do próprio submercado, e entre outros submercados. Por este motivo, como a quantidade de energia a ser gerada por muitos empreendimentos hidrelétricos é determinado no despacho centralizado instituído pelo ONS como resultado dos modelos computacionais Newave e Decomp, esta projeção torna-se difícil de ser estimada.

Foco nas perdas potenciais: Conforme descrito nos capítulos anteriores, a utilização de diversos cenários no Método de Monte Carlo, bem como a utilização da

métrica de risco CVaR se dão pelo foco em avaliar a perda potencial máxima causada pelo déficit de recursos hídricos para geração de energia. Por isso, justifica-se a premissa em não calcular os ganhos de energia secundária.

Histórico do MRE: Ao analisar o histórico dos dados de GSF para fins de repacutuação do risco hidrológico, ou GSF *Flat*, notou-se que desde 2016 esta variável não assume valores acima de 100%, com exceção em fevereiro de 2017. Esta ocorrência apoia a premissa utilizada.

- O fator de disponibilidade, bem como o fator comercial de cada usina foram desprezados.

Simulação do Método de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo consiste em gerar valores aleatórios para cada distribuição de probabilidades dentro de um modelo com o objetivo de produzir centenas ou milhares de cenários. Sua aplicação é ideal para calcular o valor da carteira baseado em cenários hipotéticos e estocásticos, pois são estes cenários que geram os fatores de risco.

A principal característica de números aleatórios é o fato de serem completamente imprevisíveis. Como o mercado de energia é predominante de incertezas, a formulação matemática do Método de Monte Carlo é da seguinte forma: Dada uma variável aleatória X , o valor esperado desta variável é:

$$\theta = E(X) \quad (12)$$

Da mesma função distribuição de probabilidade, podem ser geradas outros valores de variáveis aleatórias independentes. Para n simulações, tem-se a média \bar{X} :

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (13)$$

Pela Lei Forte dos Grandes Números, \bar{X} é um estimador para θ . Logo, seu valor esperado e sua variância $Var(X)$ podem ser calculados por:

$$E(\bar{X}) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E(X_i) = \theta \quad (14)$$

$$\theta^2 = Var(X) \quad (15)$$

$$Var(\bar{X}) = \frac{\sigma^2}{n} \quad (16)$$

Se $\frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ é pequeno, então \bar{X} tende a estar próximo de θ e, quando n for grande, \bar{X} será um bom estimador para θ . A formulação matemática justifica a razão em se utilizar 1200 cenários de PLD e GSF nos cálculos.

Os 1200 cenários utilizados no presente trabalho foram adquiridos por meio de um estudo elaborado pela PSR e fornecidos pela CEB Holding S.A em contribuição à este trabalho. O estudo consiste em uma avaliação do panorama de suprimento energético e preços de curto prazo no qual projeta os cenários de 2018 com base no Programa Mensal de Operação Energética (PMO) de Janeiro de 2018.

O PMO é elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Interligado (ONS) com a participação dos agentes buscando planejar as atividades de programação da operação baseando-se em informações atualizadas sobre o cronograma de expansão da geração e transmissão, o estado atualizado do armazenamento dos reservatórios, das previsões atuais de carga de energia por patamar e a análise das condições meteorológicas e afluições nas bacias que compõem o SIN.

- Pondera o histórico das afluições para projetar as ENAs futuras, levando em consideração tendências hidrológicas, como cenários de secas
- Utiliza 1200 cenários sintéticos que permitem varrer diferentes possibilidades de preços para os anos.
- Utiliza o histórico de vazões para projeção do GSF e leva em conta a geração forçada de usinas renováveis (inflexibilidade térmica + renováveis com $CVU = 0$).
- Considera além da política de operação do ONS, a entrada de oferta de geração, revisão de carga, redução na produção das eólicas, entre outros fatores.

Os resultados do estudo mostraram que os preços para 2018 tem tendência de redução em comparação aos anos anteriores, na ordem de 214 R\$/MWh para o SE/CO e 193 R\$/MWh para o NE. Também foi elaborada uma árvore de cenários de PLD e GSF, que será utilizada no presente trabalho. Vale ressaltar que a projeção de preços utilizada está colada em todos os submercados, isto é, se mantém o mesmo durante todos os meses em todos os submercados.

Com estes cenários obtidos, elaborou-se uma macro no Excel utilizando Virtual Basic for Applications (VBA) para automatizar a simulação e agrupar os dados de saída. Este código realiza o cálculo do valor de repasse do risco hidrológico para todas as usinas que repactuaram o risco hidrológico naquele ano, em cada um dos cenários, e posteriormente faz a agrupagem por período e submercado da amostra. A lógica é mostrada no código disposto no Apêndice B.

Foi necessário avaliar como seria a agrupagem dos dados, pois caso fossem gerados 1200 planilhas do cálculo do risco para cada parcela de usina, a análise dos resultados seria de difícil execução. Então, realizou-se a agrupagem dos dados considerando todas as usinas que aderiram o repasse do risco hidrológico, isto é, a soma de todos os valores de repasse do risco hidrológico, e posteriormente, os resultados foram agrupados por submercado. Esta forma de apuramento dos dados permitiu a análise do impacto financeiro nas diferentes áreas do país, e nos submercados que possuem as usinas de maior importância sistêmica.

Medindo o Risco utilizando Conditional Value at Risk (CVaR)

Utilizou-se o CVaR, pois suas características complementam as limitações do VaR, e por isso, é uma excelente ferramenta para análise dos riscos no estudo de caso. O CVaR representa então, uma medida de valor $V(R)$ mista entre a média dos piores cenários e a média geral da distribuição, dada pela seguinte expressão:

$$V(R) = \lambda CVaR(R) + (1 - \lambda)E(R) \quad (17)$$

A solução ótima seria a maximização desta função. O perfil de risco é definido por λ ou pelo risco máximo aceitável. Neste estudo, a função utilidade que descreve o perfil dos agentes é a de aversão ao risco. Ao maximizar o CVaR, os agentes tem como objetivo minimizar o risco do portfólio, e portanto, os resultados serão concentrados perto da média e o desvio padrão irá diminuir.

O VaR e o CVaR são comumente mensurados em três diferentes coeficientes: 95%, 99% e 99.9%. É possível ilustrar o uso destes coeficientes da seguinte maneira. Quando o intervalo de confiança for de 95%, nos 5% piores cenários, a perda ou prejuízo causado é igual ou maior ao valor do VaR(95%). Em outras palavras, é o mesmo que dizer que nos 5% dos piores cenários, o valor do VaR é o valor mínimo da perda do portfólio de determinado *player*. Já o CVaR oferece um valor médio de perda caso nos 5% dos piores cenários, esse valor ultrapasse o valor mínimo VaR. O mesmo se aplica para os demais coeficientes. No entanto, a medida que o coeficiente aumenta, mais avesso ao risco é o perfil do agente. Neste trabalho, foi escolhido o coeficiente 95% por ser prática de mercado e por representar um intervalo de confiança considerável dadas as particularidades do mercado de energia e do sistema elétrico brasileiro.

O histograma é uma representação gráfica que permite conhecer as características de um evento por meio da análise da distribuição de frequências de um conjunto de dados. Sua utilização neste trabalho se deu com o propósito de analisar qual a frequência das perdas causadas pelo risco hidrológico nos 1200 cenários simulados. O ideal é que esta representação gráfica seja semelhante a uma curva de sino. A métrica de risco CVaR

busca mensurar o risco das caudas deste gráfico, isto é, as extremidades inferiores. Os gráficos, e suas análises também serão apresentados no próximo capítulo.

O impacto financeiro foi avaliado por meio de uma análise estatística com o intuito de quantificar a participação do repasse do risco hidrológico ao consumidor nos gastos das concessionárias de energia, e assim, no reajuste tarifário dos consumidores finais.

Esta pesquisa se deu por meio do levantamento dos dados de Conta Bandeiras nos anos de 2016 e 2017, que estão disponíveis nas Informações Técnicas sobre as Tarifas no sítio eletrônico da ANEEL, para posterior comparação com os valores de repasse do risco hidrológicos consolidados nos anos de 2016 e 2017.

Foi instituído no Decreto nº 8.401, de 5 de fevereiro de 2015, e na Resolução Normativa nº 649/2015, que os custos variáveis da energia no mercado regulado começaram a ser repassados aos consumidores finais pelas Bandeiras Tarifárias a fim de apontar o aumento dos custos da geração de energia elétrica. Sendo assim, cabe à CCEE a gestão da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT).

A dinâmica ocorre da seguinte forma: os agentes distribuidores recolhem os recursos provenientes das bandeiras tarifárias diretamente na Conta Bandeiras, em nome da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Estes recursos são destinados à cobertura das variações dos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição ao mercado de curto prazo. Esta é a composição da receita mensal dos agentes distribuidores.

$$Receitas = ReceitabandeirasTarifárias + ReceitaCCRBT \quad (18)$$

No que se trata dos custos das distribuidoras, pode-se destacar os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) por disponibilidade. Os contratos firmados entre os geradores e as concessionárias de distribuição de energia são divididos em dois tipos: por disponibilidade e por quantidade.

No CCEAR por quantidade (CCEAR-Q) são firmados contratos de energia hidrelétrica, e o risco hidrológico é assumido pelo próprio agente gerador, que atribui esse risco ao preço da energia. Já no CCEAR por disponibilidade (CCEAR-D), os contratos são firmados com agentes geradores de empreendimentos térmicos e de fontes alternativas. Nesta modalidade, parte do risco é assumido pelo agente gerador, e outra parte é repassada aos consumidores do SIN.

Pode-se destacar então que entre os custos das distribuidoras estão o acionamento de usinas térmica firmados nos CCEAR-D. Além disso, há também exposição dos agentes distribuidores ao mercado de curto prazo (TM_MCP).

O risco hidrológico também compõe os gastos dos agentes distribuidores, dividido em: Risco Hidrológico Cotas, proveniente do efeito do Contrato de Cotas de Garantia

Física (CCGF), Risco Hidrológico da Repactuação no ACR, que é o objeto de estudo desta monografia e por fim, o Risco Hidrológico de Itaipu, proveniente do efeito do Contrato de Itaipu.

Os encargos de serviços de sistema (ESS) são encargos pagos aos agentes geradores térmicos por atenderem a solicitação de despacho do ONS para realizar a geração fora da ordem de mérito de custo (GFOM) e também é repassado às distribuidoras.

A CCEE também é responsável pela gestão sobre a restituição do saldo da Conta de Energia de Reserva (CONER). Este tipo de energia é oriunda de usinas contratadas para elevar a segurança do fornecimento do SIN e servem de complemento ao montante contratado no ACR. Os encargos de energia de reserva (EER) é proveniente dos Contratos de Energia de Reserva (EER) e é cobrado por todos os usuários do SIN. A CONER tem rendimento quando o PLD está acima do preço médio da energia de reserva. Este saldo é ressarcido aos consumidores, por meio das distribuidoras, pela Conta Bandeiras para abater o preço das tarifas e, portanto, pode ser receita ou despesa a depender do mês e do preço *spot*.

Em resumo, os gastos dos agentes distribuidores são representados pela expressão:

$$\text{Custo} = \text{TM_MCP} + \text{CCEAR-D} + \text{RH Cotas (CCGF)} + \text{RRH-ACR} + \text{RH Itaipu} + \text{ESS} + \text{Ressarcimento CONER}$$

A análise da participação do repasse do risco hidrológico das usinas do ACR nos custos das distribuidoras será quantificada conforme a expressão a seguir. Os resultados serão mostrados no próximo capítulo, e os dados utilizados referente aos anos de 2016 e 2017 são mostrados nos Anexos B e C, respectivamente.

$$\text{PARTICIPACAO} = \frac{\text{ERRH}}{\text{Custo}} \quad (19)$$

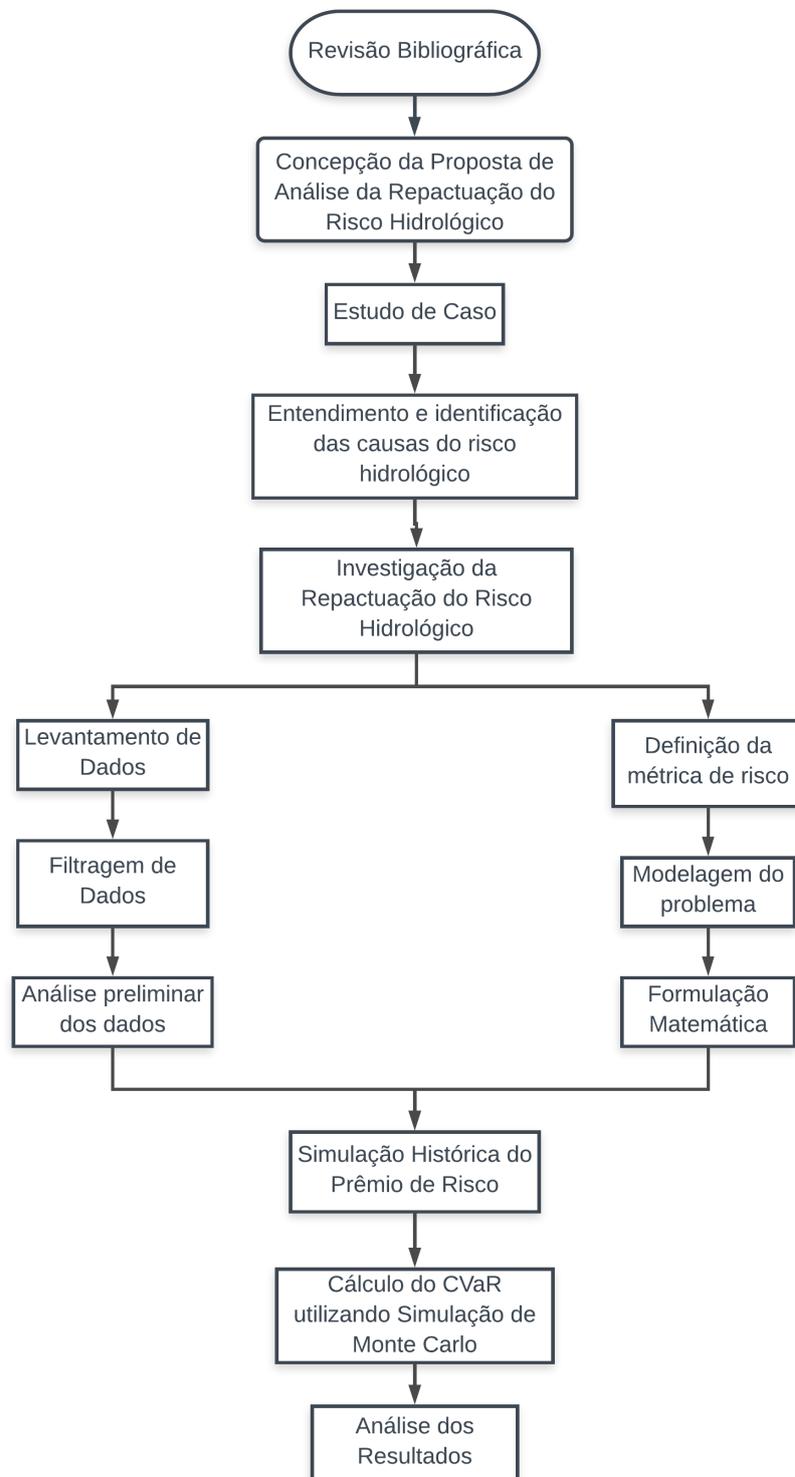


Figura 2 – Fluxograma das atividades do Trabalho de Conclusão de Curso.

1 Referencial Teórico

Este capítulo visa proporcionar os conceitos essenciais para o entendimento do planejamento, operação, comercialização do setor elétrico brasileiro a fim de fornecer a base para entendimento das análises a serem realizadas nos próximos capítulos.

1.1 O Setor Elétrico Brasileiro

A oferta de energia é um fator de desenvolvimento de um país. A medida que o consumo de energia cresce, é certo dizer que o índice de desenvolvimento e a qualidade de vida da sociedade estão aumentando proporcionalmente. Isso porque a demanda por energia é um termômetro de atividade econômica do país. A medida que as atividades no setor industrial, comercial, e de serviços aumentam, juntamente com a obtenção de produtos mais tecnológicos pela sociedade, tanto em qualidade, quanto em quantidade, maior é a demanda por energia (ANEEL, 2008).

Por essa razão, a matriz energética brasileira tem passado por tantas transformações ao longo do tempo. Essas mudanças são causadas não apenas pelo aumento do consumo de energia, mas pela necessidade de se explorar as diversas fontes disponíveis no país, aliados aos interesses de garantir o abastecimento dos centros de cargas com o menor preço e menor impacto ambiental.

Quanto a diversidade das fontes utilizadas na geração de energia elétrica, a evolução do setor elétrico brasileiro pode ser descrita em três fases. A primeira fase é caracterizada por um sistema tipicamente hídrico. O início da industrialização provocou o crescimento do número de usinas hidrelétricas no país, que foi intensificado após a Segunda Guerra Mundial, em meados dos anos 1950 e se estendeu até o início dos anos 2000. Nesse período, a geração hídrica era responsável por suprir mais de 90% da carga (ALBUQUERQUE, 2008).

Em seguida, após o racionamento que marcou o início dos anos 2000, viu-se a necessidade de adotar fontes complementares por questões de segurança energética. Começaram então maiores investimentos em empreendimentos termelétricos fósseis e nuclear, haja vista que o Brasil já tinha uma política extensiva no setor de petróleo e seus derivados, como o gás natural. A partir desse momento, o sistema migrou de predominantemente hídrico para hidrotérmico, e assim permanece até os dias de hoje (TOLMASQUIM et al., 2007).

A terceira fase é marcada pela adoção de políticas internacionais que visam geração de energia elétrica por fontes sustentáveis, de baixa emissão de carbono, e que produzem

menos impactos ambientais em âmbito global. O Brasil, mais uma vez, se destacou nessa questão, pois além de já possuir uma matriz composta majoritariamente por fonte hidráulica - uma fonte de energia renovável, também possui um grande potencial para exploração de fontes como solar, eólica e biomassa. Atualmente, o Brasil vive um período de renovação e diversificação da matriz elétrica definido pela inserção e crescimento de novas fontes alternativas.

O Brasil possui extensão territorial continental. A rede elétrica, que interliga os 26 estados brasileiros e o Distrito Federal, é tão grande quanto a rede elétrica que interliga os sistemas elétricos de vários países da Europa. As condições climáticas também variam por região do país com períodos chuvosos e de estiagem em sazonalidades variadas. Por esses motivos, surge a necessidade de se adotar um modelo de sistema que visa a otimização dos recursos, levantando em conta as restrições climáticas e operacionais. O sistema elétrico brasileiro é baseado no modelo *tight pool*¹.

O modelo *pool* objetiva reduzir o custo total de operação do sistema. Dentro dessa modalidade, encontra-se o modelo *tight pool*, que também é implementado em outros países com matriz composta em sua maioria por usinas hidrelétricas, como o Chile. Neste modelo, uma instituição independente - no caso do Brasil o ONS, determina o preço da energia através do despacho centralizado, por meio de modelos computacionais que buscam o ponto ótimo entre o uso imediato da água para geração de energia e a armazenagem para benefício futuro (SILVA, 2001).

1.1.1 O Funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB

O funcionamento do SIN, Sistema Interligado Nacional, ocorre em quatro sub-mercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, cujos sistemas de geração são interligados por uma malha de transmissão que possibilita a transferência de blocos de energia entre as regiões do país. Essa integração assegura o atendimento da demanda por energia com segurança e economicidade. Também são considerados três níveis de patamares para descrever a intensidade da carga: leve, médio e pesado.

Para entender melhor a operação do SIN, é necessário compreender o conceito de usinas em cascata. As usinas hidrelétricas são dispostas em cascatas com o objetivo de maximizar os ganhos sinérgicos em um mesmo rio. A princípio, quanto aos seus reservatórios, existem basicamente dois tipos de usinas hidrelétricas: com reservatório e a fio d'água, ilustrado na figura 3. As usinas com reservatórios possuem um sistema de armazenamento para estocagem de água, juntamente com um sistema de captação e adução responsáveis por levar água até as casas de forças. Devido a variedade dos índices de chuva, esses siste-

¹ O modelo *tight pool* é um modelo de mercado que funciona como uma espécie de bolsa de energia em que os agentes estão submetidos a regras mais rígidas e centralizadas e o preço é definido por uma instituição independente com base no custo marginal da operação do sistema de acordo com o aumento da demanda.

mas acumulam água em períodos de alta pluviosidade para poder utilizá-los em períodos de estiagem. Assim, os reservatórios atuam como uma espécie de poupança de energia (BRITO, 2016).

Já as usinas a fio d'água não possuem sistemas de armazenamento de água, e toda a vazão afluyente deve ser turbinada, respeitando os limites de engolimento máximo das turbinas. A vantagem das usinas a fio d'água é a redução das áreas de alagamento visto que não há sistemas de estocagem de água. No entanto, em períodos de seca a usina não dispõe de mecanismos de armazenamento de água e sua operação pode ser afetada dependendo da sua localização.

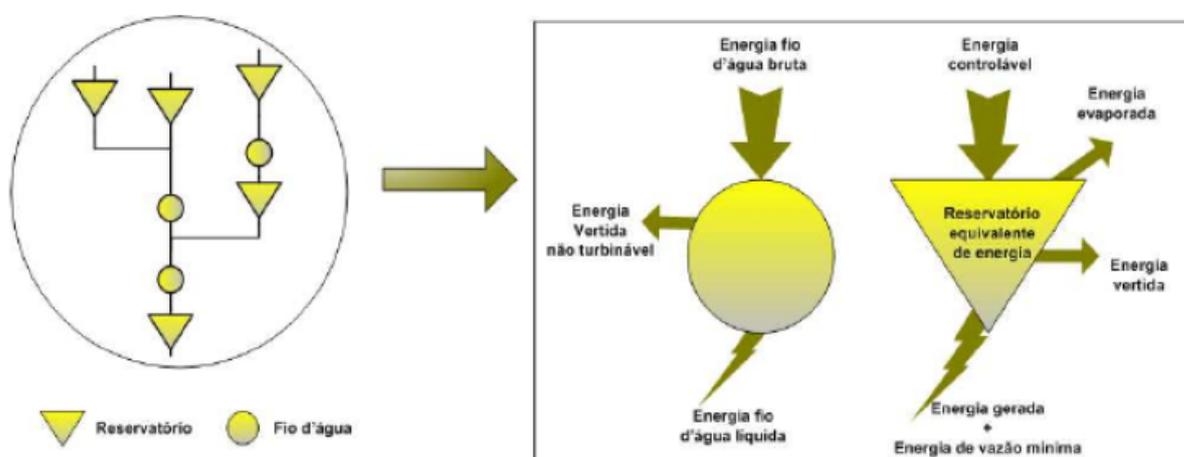


Figura 3 – Representação de um Sistema de Usinas em Cascata. Fonte: (RAMOS, 2011).

Antes de entender o acoplamento hidráulico dos reservatórios, é relevante destacar os conceitos de montante e jusante, que descrevem os pontos referenciais de um rio. Considere na figura 4 um rio que tem fluxo de água percorrendo desde a nascente até a foz. Entre essas duas referências existe uma usina hidrelétrica com uma casa de força composta por uma turbina e um gerador. Se o referencial está situado na casa de força, considera-se um ponto a montante do rio, qualquer ponto que esteja no curso d'água antes dela ser engolida pela turbina da casa de força. Depois que passar pela turbina, a água retorna ao leito natural através do canal de fuga e considera-se à jusante do canal de fuga, qualquer ponto localizado depois da casa de força.

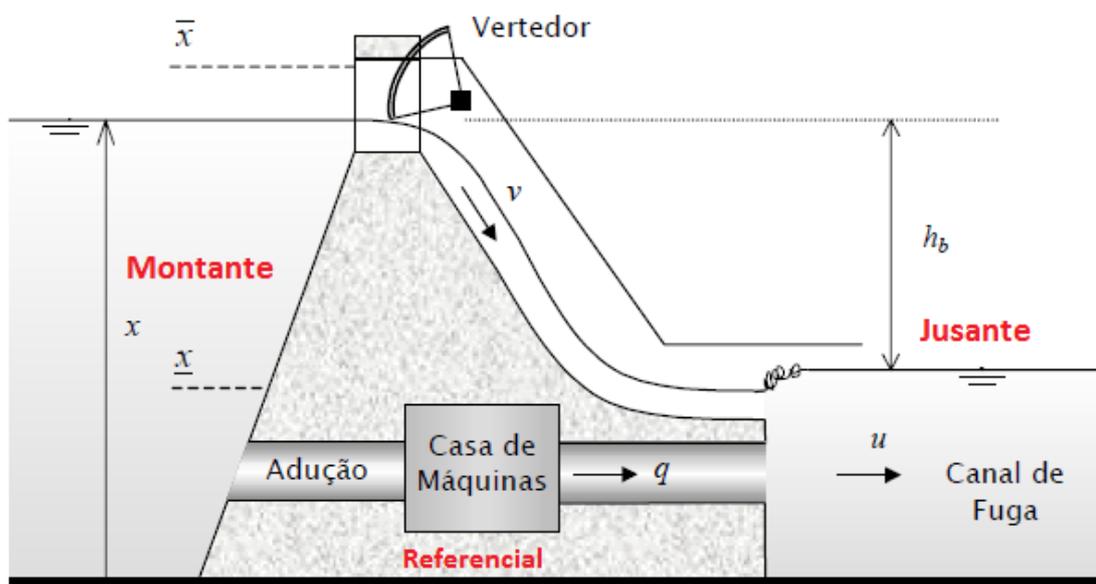


Figura 4 – Representação dos conceitos de Montante e Jusante em uma Usina Hidrelétrica. Fonte: (CICOGNA, 1999) Adaptado.

O acoplamento de reservatórios produz uma cascata de usinas. Essa disposição permite que a mesma parcela de água utilizada para gerar energia elétrica em uma usina seja reaproveitada em outra usina localizada à jusante (CINTRA, 2008). Quando o mesmo acoplamento é realizado em diferentes rios, o efeito sinérgico causado pela complementaridade das bacias aumenta a regularização das vazões devido ao arranjo dos reservatórios. Conseqüentemente, a capacidade de geração das usinas desse sistema aumenta. A construção de linhas de transmissão que conecta vários sistemas de geração permite o transporte de grandes blocos de energia para vários centros de carga, e garante a acessibilidade da energia elétrica mediante grandes fluxos de potência. Por fim, a construção de usinas termelétricas aumentam a segurança no fornecimento de energia para o sistema (BRITO, 2016).

Esse arranjo em cascata entre usinas hidrelétricas, termelétricas e linhas de transmissão proporcionam um ganho na produção de energia e facilitam o atendimento das cargas, e está representando na figura 5, onde os pontos A,B,C,D,E representam usinas hidrelétricas, o ponto F as linhas de transmissão que conectam as usinas de diferentes bacias, e o ponto G uma usina termelétrica que garante o a segurança do sistema.

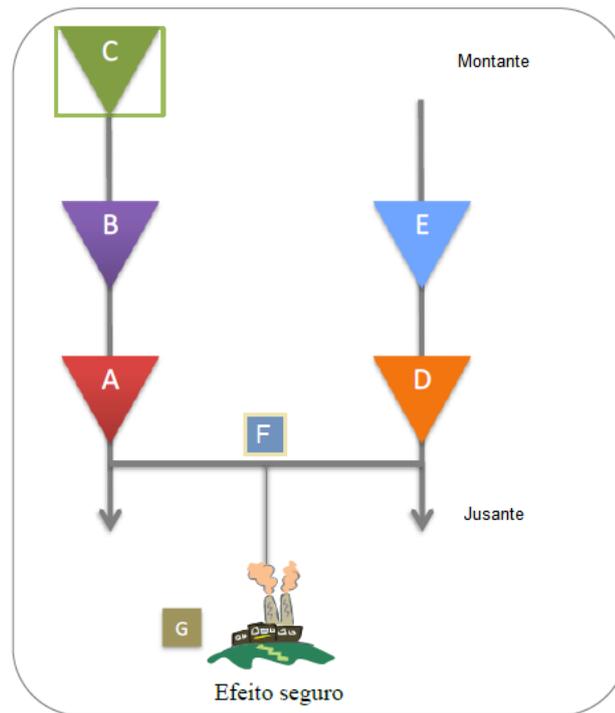


Figura 5 – Representação de um sistema hidrotérmico. Fonte: (BRITO, 2016) Adaptado.

1.1.2 O Planejamento do SEB

O planejamento do setor elétrico pode ser feita em duas etapas: planejamento da expansão e da operação. Essa divisão se torna necessária para melhor compreensão das variáveis que impactam os problemas a serem solucionados. Segundo Fortunato (1990), no caso do planejamento da expansão, as principais variáveis a serem consideradas são as características físico-operativas e econômicas das fontes de geração e as previsões de consumo do mercado. O planejamento da expansão não tem correlação direta com o objeto dessa monografia e portanto, não será profundamente abordado.

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é bastante complexo. Após o entendimento do funcionamento do SIN, pode-se observar que esta etapa exige um compromisso em otimizar os recursos disponíveis e operacionalizar o sistema entendendo suas limitações e seus impactos no presente e no futuro, na busca de oferecer a seguridade e economicidade de energia. Vale ressaltar que o acoplamento das usinas em cascata apresenta as vantagens citadas, mas também dificulta o planejamento da operação, pois se uma usina a montante armazena água demais, a usina à jusante pode ter problemas de escassez (CICOGNA, 1999).

A alta complexidade do planejamento da operação requer uma cadeia de coordenação hidrotérmica da operação - uma metodologia proposta por Cicogna (1999). Trata-se da associação de um conjunto de modelos computacionais que visam a otimização do

ponto ótimo do armazenamento dos reservatórios, os despachos de geração e os fluxos de potência em diferentes escalas de tempo. Os horizontes de tempo podem ser de alguns dias a anos à frente. Dessa forma, os horizontes de tempo considerados são de curto, médio e longo prazo. Os planejamentos de médio e longo prazo são de natureza estocástica, devido as incertezas em relação às afluências futuras. Quanto maior o horizonte de tempo, mais difícil se torna a previsão, tanto das afluências quanto da demanda. No planejamento de curto prazo, as metas estabelecidas nos planejamentos de médio e longo prazo são desagregadas. Nesta etapa, são considerados aspectos energéticos, hidráulicos, elétricos e operacionais que antes não eram mensuráveis. O problema torna-se determinístico, onde é razoável dizer que mais variáveis são conhecidas pelo fato do horizonte de tempo ser pequeno. Os estudos de longo, médio e curto prazo, bem como seus resultados, compõem a cadeia de planejamento. (ARCE et al., 2003)

As metodologias e os modelos de planejamento da operação em vigor no SEB serão descritos de acordo com ONS (2016b). Considere agora dois conceitos: planejamento e programação da operação. O planejamento da operação engloba o horizonte de longo e médio prazo, enquanto a programação da operação possui como dimensão de tempo o curto prazo.

A longo prazo, emprega-se o conceito de modelo equivalente, ou modelo a sistema equivalente, que planeja a operação utilizando um modelo macro, onde todo o parque gerador é agregado em apenas um reservatório, e o problema é analisado pelo produto (energia), e não pelo insumo (água). A solução para o sistema é composta por algoritmos de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que consiste em uma ferramenta matemática que permite a otimização estocástica de múltiplos reservatórios Pereira e Pinto (1985). Este modelo de otimização possui horizonte de 5 anos, e é caracterizado por uma natureza estocástica de elevadas incertezas. O software *Newave*®, de propriedade do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel), implementa o modelo descrito no Brasil e fornece como resultado o custo esperado futuro da operação.

A médio prazo, em uma dimensão de doze meses, o software *DECOMP*®, também de propriedade do Cepel - vinculado às empresas Eletrobras, discretiza os resultados gerados pelo NEWAVE em uma árvore de possibilidades para estimar o custo esperado futuro por usina. Para isso, o modelo de otimização passa a utilizar um modelo individualizado com médias incertezas. Além do CMO - Custo Marginal de Operação por usina, o DECOMP também gera os resultados de despacho de usinas hidrelétricas e térmicas para cada patamar e submercado.

Por fim, no curto prazo, o software *DESSEM*® - de mesmo proprietário dos anteriores - utiliza os resultados gerados pelo NEWAVE e DECOMP para otimizar o despacho de geração do sistema elétrico em um horizonte de duas semanas. Neste modelo determinístico são considerados aspectos elétricos e operativos, além da possibilidade de incremento

de informações de tempo real como aumento ou redução de demanda, ou maiores afluições em reservatórios. O resultado é o menor custo de operação, associado a um despacho ótimo de geração do parque gerador (CICOGNA, 1999).

1.1.3 A Operação do SEB

Existem diversos tipos de despacho de geração no sistema hidrotérmico, descritos em (ONS, 2016a). As usinas hidrelétricas podem ser despachadas centralizadamente para geração de potência ativa de acordo com os níveis afluentes dos reservatórios do SIN. Também podem ser despachadas para operar como compensadores síncronos. Esse tipo de operação é caracterizado pela geração de energia reativa para compensar os campos magnético e elétrico dos componentes, com função de estabilizar os carregamentos capacitivos e indutivos na malha de linhas de transmissão e melhorar as condições do transporte e fornecimento de energia.

Os despachos de usinas termoelétricas podem ser classificados como:

- **Ordem de mérito de custo:** esse tipo de despacho é contemplado no programa de operação após o processamento dos modelos de otimização e ocorre para atendimento da demanda quando há riscos de déficit de energia hidrelétrica.
- **Inflexibilidade:** ocorre quando o agente gerador hidrelétrico declara a necessidade de complementaridade.
- **Restrição elétrica:** ocorre de acordo com a necessidade de garantia e estabilidade do SIN, geralmente quando há restrições nos sistemas de transmissão.
- **Energia de reposição e perdas:** ocorre quando há necessidade de reparar as perdas na transmissão de energia em situações de exportação de energia ou devido a um arranjo feito pelas usinas hidrelétricas para futura reposição.
- **Garantia de suprimento energético:** pode ser feito pelo ONS, por aprovação do CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, sempre que necessário para garantir o suprimento da demanda, seja por razões segurança ou por necessidade de mudar o sentido do intercâmbio de energia. É dividido em:

Geração fora da ordem de mérito de custo (GFOM): ocorre para manutenção da segurança energética no intuito de recompor o balanço energético dos reservatórios das usinas hidrelétricas, e inclui a possibilidade de ocorrência de vertimentos. Foi criado recentemente, em 2016, após o período de baixas afluições nos reservatórios vivido no setor elétrico nos anos de 2015 e 2016.

Geração fora da ordem de mérito de custo por substituição (GSUB): ocorre para substituição de uma outra usina térmica despachada por ordem de custo, mas teve restrições de combustível para atendimento da geração plena.

- **Exportação:** ocorre quando há algum acordo de suprimento internacional, desde que não comprometa o SIN.

1.2 O Mercado de Energia

Nesta seção serão apresentados os conceitos pertinentes a estrutura, o modelo e os aspectos institucionais do mercado de eletricidade no Brasil. Ademais, as regras de comercialização vigentes serão explanadas para melhor entendimento do risco hidrológico.

O entendimento do mercado de energia começa através da caracterização de sua estrutura de mercado. Essa estrutura é composta por uma cadeia de atividades que se integram e formam um caminho para fornecimento do produto final - a energia elétrica. A cadeia produtiva do mercado de energia é dividida em geração, transmissão, distribuição e comercialização.

No setor energético, existem diversos modelos que definem as características pertinentes a competição e estrutura regulatória do mercado. Na indústria de energia elétrica, os modelos podem ser divididos em monopólio, comprador único, competição no atacado e competição no varejo.

O monopólio é o modelo dominante na maioria dos países. Consiste em uma estrutura verticalizada onde todas as etapas da cadeia produtiva são feitas pela mesma empresa, impossibilitando a competição neste mercado. Já no modelo comprador único, mais conhecido do inglês *Purchase Agency*, a competição começa a ser inserida nos empreendimentos de geração, mas existe apenas um comprador, e o monopólio é mantido na maior parte da cadeia. A competição no atacado permite o livre acesso à transmissão, liberalizando mais uma atividade da cadeia produtiva - a transmissão, mas as distribuidoras mantêm o monopólio da venda de energia elétrica para os consumidores. Os grandes consumidores passam a ter liberdade para escolher seu fornecedor, além do surgimento de uma tarifa regulada para custear o acesso às linhas de transmissão. Há também a necessidade de um operador independente para despachar os montantes de energia a serem gerados para garantir a operação segura do sistema. Por fim, a competição no varejo permite que qualquer consumidor escolha seu fornecedor de energia elétrica, e não há mais o monopólio entre as cadeias produtivas (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1997).

A tendência de liberalização do mercado é evidenciada em cada modelo apresentado. Como consequência, a liberalização exige um aprimoramento, tanto na regulação quanto na operacionalização do setor. Este fato tem sido presente em vários países. No

Brasil o mesmo contexto fo reproduzido, que antes consistia em um mercado monopolizado, e então passou por um processo de desverticalização. Pode-se dizer que essa busca pela reestruturação do setor elétrico em vários países se dá pela tentativa de melhorar a eficiência e reduzir os preços de energia elétrica, e por outro lado aumentar a concorrência e atrair capital privado, mesmo que na prática os desafios nesse processo sejam grandes (MEDEIROS, 2003).

O processo de reestruturação do setor elétrico foi causado por vários entraves como investimentos insuficientes, necessidade de melhoria da eficiência do sistema, tarifas elevadas, entre outras causas. Em 1995, a promulgação da Lei das Concessões iniciou a reforma do setor elétrico. O marco legal foi marcado pelo novo papel do Estado como regulador, e não mais de empreendedor, pela quebra do monopólio e pela introdução da competição em várias atividades da cadeia produtiva, entre outras coisas. Desde então, várias mudanças foram incorporadas no setor até que em 2004, as leis 10.847/2004 e 10.848/2004 instituíram o Novo Modelo do Setor Elétrico, regulamentadas pelo Decreto 5.163/2004. Até hoje o mercado de energia elétrica tem sofrido diversas mudanças regulatórias referentes a atividades que incentivam a crescente liberalização do setor produtivo.

A estrutura institucional do setor elétrico é constituída da seguinte forma: O Conselho Nacional de Política Energética estabelece as diretrizes e políticas energéticas, que são planejadas e implementadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e supervisionadas e monitoradas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realiza estudos e pesquisas para o planejamento do sistema elétrico, enquanto a ANEEL media, regula e fiscaliza as atividades do setor. A CCEE é responsável pela operação comercial, isto é, a contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia, enquanto compete ao ONS a coordenação e controle da operação física do SIN (TOLMASQUIM, 2015).

1.3 A Comercialização de Energia Elétrica

Nesta seção serão abordados os conceitos e regras inerentes a comercialização de energia elétrica e do mecanismo de realocação de energia que irão facilitar a compreensão do risco hidrológico ao longo deste trabalho.

A reestruturação do setor elétrico também estabeleceu os ambientes de contratação de energia elétrica. Nestes ambientes são firmados os acordos de compra e venda de energia entre os agentes, sendo eles: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os contratos de energia no ambiente regulado são acordados em leilões de energia pelo menor preço, realizados pela ANEEL, e as condições contratuais são pré-estabelecidas. No entanto, os contratos de energia no ambiente livre são feitos de forma bilateral, e os termos e preços são negociados pelas partes envolvidas.

O principal tipo de contrato firmado no ACR é denominado CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado. Este tipo de contrato é dividido em duas modalidades: CCEAR por quantidade e por disponibilidade. O CCEAR por quantidade engloba as usinas hidrelétricas, pois envolve o risco hidrológico e o despacho pelo ONS, visto que a geração de energia depende da quantidade de água armazenada nos reservatórios. Neste tipo de contrato, os agentes vendedores (usinas geradoras) assumem o risco hidrológico e precificam esse risco no preço do contrato.

O CCEAR por disponibilidade diz respeito a energia gerada por termoelétricas e por fontes renováveis intermitentes, como solar, eólica, etc. A inconstância das fontes intermitentes não permitem a fixação de uma quantidade fixa de geração por período. Por isso, para essas fontes, utilizam-se contratos de geração de energia de acordo com a disponibilidade da fonte. A razão pela qual as termoelétricas estarem inseridas nessa modalidade, mesmo com o fato de haver garantia do combustível, é devido ao seu despacho pelo ONS, que tende a acontecer somente quando há indisponibilidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, desempenhando um papel de complementaridade energética. Sob estas condições, os agentes compradores (distribuidoras) também assumem o risco hidrológico e de mercado pelas condições citadas.

O CCEAL - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre é um tipo de contrato no ambiente livre, que apesar de não ser regulado, a quantidade e o tempo de contrato deve ser acordado bilateralmente e registrado no Sistema de Contabilização e Liquidação da CCEE. Em ambos os ambientes existem outros tipos de contratos, mas eles não serão detalhados neste trabalho (CCEE, 2018e).

A contabilização de cada usina é realizada por semana, patamar e submercado para cada mês de apuração. Sendo assim, a CCEE precisa dos montantes contratados para cada período de contabilização, pois os agentes podem distribuir a quantidade de energia comprada de acordo com a demanda. Para melhor entendimento dessas transações, é necessário entender alguns conceitos como sazonalização, modulação e vigência de contratos. Estes fundamentos serão exemplificados considerando um agente que adquiriu, no ambiente regulado, um montante de energia total de 120.000 MWh durante um período de vigência de um ano, a partir de 01 de janeiro de 2019 a 12 de dezembro de 2019.

Embora o sistema de transmissão do SIN possua rendimentos elevados no transporte de energia elétrica, variando entre 96% a 99% de acordo com a região, ainda existe uma parcela de energia que é perdida no caminho entre as unidades geradoras e os sistemas de distribuição devido a grande extensão territorial do país. Essas perdas são chamadas de Perdas Técnicas, e são causadas por aquecimento de condutores das linhas (perdas por efeito Joule), perdas nos núcleos de transformadores, entre outras razões operativas. No entanto, a CCEE as considera na contabilização de energia, e rateia em 50% para a geração e 50% para o consumo. Por isso, diz-se que a comercialização de energia é feita

com a medição no centro de gravidade. A medição no centro gravidade implica dizer que as perdas no sistema estão sendo consideradas e rateadas entre as partes interessadas (CCEE, 2018h).

A sazonalização é a distribuição do montante de energia contratado anual em volumes mensais, feita no final do ano anterior, no exemplo - o ano de 2018, pelo planejamento da demanda. A título de exemplificação, considere que o agente tem maior demanda de energia nos quatro primeiros meses do ano, um valor de 20.000 MWh de janeiro a abril, e que nos demais meses, de maio a dezembro, a demanda seja de 5.000 MWh por mês. Percebe-se que o montante total de energia contratada anual permanece o mesmo, mas a distribuição da geração mensal foi feita de acordo com a demanda do agente comprador e é diferente para cada mês.

A modulação é a distribuição do montante de energia contratado anual em volumes horários, ou seja, é feita a distribuição do montante anual para cada mês (sazonalização), e posteriormente para cada hora do mês. No exemplo citado, considerando que o montante do mês de janeiro será de 20.000 MWh, a distribuição para cada hora do mês de março será feita de acordo com a demanda de energia. Assim, nos horários de pico, ou patamar pesado, haverá maiores montantes de energia que nos horários de consumo leve, patamar leve, como a madrugada.

A sazonalização e modulação *flat* consideram as mesmas regras explicadas anteriormente, mas com distribuição uniforme. O que implica dizer que a sazonalização *flat* terá o montante de energia anual dividido em quantidades iguais para cada mês, no caso do exemplo, 10.000 MWh para cada mês de 2019, totalizando um montante de 120.000 MWh anual. A modulação *flat* também distribui o montante de energia em quantidades iguais para as 24 horas de cada dia naquele mês, independente do patamar da carga (CCEE, 2018e).

A importância de se entender as quantidades de energia contratadas por semana, patamar e submercado é vista na análise do impacto da exposição no mercado de curto prazo. Apesar de ser chamado de mercado, esse segmento não é um ambiente de contratação, pois nele não há negociação entre os agentes compradores e vendedores. A diferença, positiva ou negativa, entre o montante de energia contratada e a que foi efetivamente gerada, naquele período, é liquidada nesse mercado que funciona como uma espécie de mercado atacadista de energia, onde as empresas compram ou vendem suas diferenças a um preço fixo - o preço do PLD.

A exposição de uma empresa, em qualquer tipo de mercado, implica que há um risco de lucro ou prejuízo financeiro. A exposição positiva significa que a empresa tem possibilidade de ter lucro em um negócio. Por outro lado, a exposição negativa revela a possibilidade de haver prejuízo e perdas financeiras de receita. As abordagens pertinentes à riscos e gestão de riscos serão feitas no próximo capítulo.

Como foi citado anteriormente, o planejamento do setor elétrico a longo, médio e curto prazo é atribuição do ONS, feito através dos modelos matemáticos de otimização Newave e Decomp, utilizando dados estocásticos e determinísticos, a depender do horizonte de tempo que se analisa. Esses dados englobam desde as características das usinas, a cenários de afluência, demanda, restrições operacionais, entre outras variáveis com o intuito de minimizar os custos imediatos e futuros, bem como definir o ponto ótimo de utilização dos recursos por meio do despacho centralizado (PEREIRA; PINTO, 1985).

Os dados de saída do NEWAVE e DECOMP resultantes dos processamentos dos modelos de otimização fornecem o CMO - Custo Marginal de Operação, que é o custo adicional para produzir um MWh adicional. O custo do CMO de um submercado será o preço da usina mais cara daquele submercado. Este parâmetro serve de referência para determinação do PLD - Preço da Liquidação de Diferença, ou preço spot. O PLD é utilizado para valorar as diferenças entre os montantes de energia gerados e contratados na contabilização da CCEE. Todos os agentes estão expostos ao PLD, e quanto mais elevado for o preço *spot*, maior será a exposição no mercado de curto prazo (CCEE, 2018i).

Outro conceito importante na comercialização de energia elétrica é a garantia física (GF ou GFIS) da usina. A garantia física é a parcela que cada usina tem no montante de energia total do sistema (CCEE, 2018f). Da mesma forma, é o montante máximo de energia que pode ser comercializado em contratos no mercado de energia, independente do ambiente de contratação. De acordo com as condições do sistema, como condições de geração ou demanda, essa garantia física é ajustada anualmente. Os processo de sazonalização e modulação descritos anteriormente também se aplicam à garantia física, e possui elevada importância na determinação de parâmetros que definem as condições de mercado, bem como na contabilização da CCEE e na determinação do repasse do risco hidrológico, que será tratado nos próximos capítulos.

O lastro é um fundamento bastante utilizado no mercado de energia, e consiste em um certificado, emitido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que corresponde à garantia física daquele empreendimento. Essa garantia física pode ser proveniente de geração própria ou de terceiros - não importa como ela será adquirida, mas indica a contribuição de cada usina no suprimento da demanda de energia elétrica. A garantia física, assim, corresponde à quantidade máxima de lastro que o agente pode comercializar no SIN (CASTRO et al., 2017).

1.4 O Mecanismo de Realocação de Energia

Durante o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro após o racionamento de 2001, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado com o objetivo

de compartilhar o risco hidrológico entre os agentes, através do Decreto nº 2.655/1998. A criação do mecanismo foi uma medida tomada para tentar diminuir a exposição dos agentes ao risco do não cumprimento dos contratos de vendas e aos preços elevados mercado de curto prazo.

A participação no mecanismo é de caráter obrigatório para as usinas hidrelétricas de modalidade tipo I, pois apresentam grande importância sistêmica, e são contempladas no despacho centralizado do ONS. A participação das usinas tipo II e tipo III ² é opcional, e as usinas devem demonstrar o interesse em participar do MRE.

O mecanismo consiste na realocação contábil de energia entre seus integrantes, transferindo os excedentes das usinas que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo. Dessa forma, o MRE assegura que todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independente da produção de energia efetivamente gerada. Assim, a receita de um agente não depende apenas da energia gerada, mas também de sua garantia física. Consequentemente, o mecanismo contribui para redução, e em alguns casos mitigação, dos prejuízos dos agentes geradores frente a suas obrigações contratuais.

A dinâmica do mecanismo será apresentada a seguir. Para tal, é necessário entender o conceito do *Generation Scaling Factor* (GSF), ou Ajuste do MRE. O GSF expressa a relação entre a soma da energia gerada pelas usinas que compõem o MRE (GTA_MRE) em relação a soma do total de suas garantias físicas (GFI_MRE).

$$GSF = \frac{GTA_MRE}{GFI_MRE} \quad (1.1)$$

O resultado da Equação 2.1 pode expressar três cenários no mercado de energia. O primeiro cenário é quando o $GSF = 1$, ou 100% em porcentagem. Neste cenário existe equilíbrio entre o total de energia gerada e a soma das garantias físicas dos participantes. Em suma, significa que os agentes geraram a quantidade suficiente para cumprir com as obrigações dos seus contratos de venda. No entanto, essa situação é hipotética, pois não é o que ocorre na prática e serve apenas para entendimento do mecanismo.

O segundo cenário é mostrado na figura 6a, que ilustra o cenário em que a soma da geração total é maior que a soma da garantia física dos participantes. Tal situação é caracterizada por uma sobra, ou superávit de energia chamada Energia Secundária. Esta sobra é valorada em reais e resulta em um bônus, isto é, crédito na Liquidação do Mercado de Curto Prazo. A Energia Secundária é realocada a todos os agentes proporcionalmente a suas garantias físicas.

² As usinas hidrelétricas do SIN são classificadas de acordo com sua modalidade de operação e importância sistêmica. As usinas tipo I possuem programação e despacho centralizados. As usinas tipo II possuem programação centralizada e despacho não centralizado, e por fim, as usinas tipo III possuem programação e despacho não centralizado.

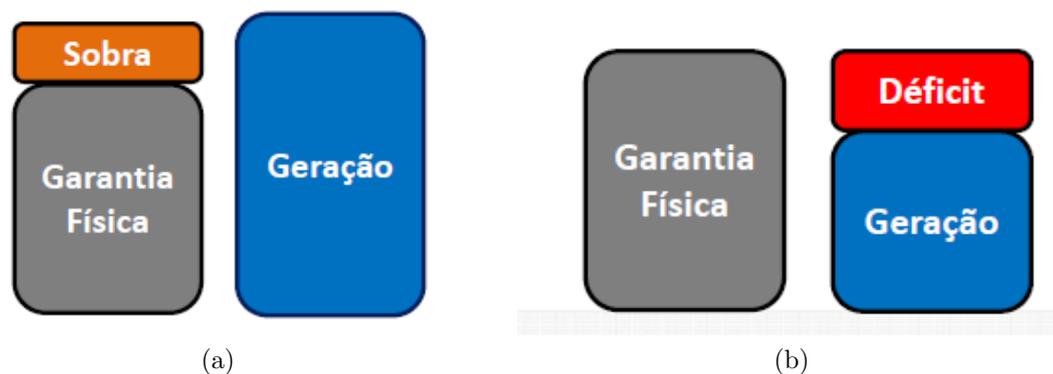


Figura 6 – Cenários do GSF. (a) Cenário de Superávit de Geração no MRE ($GSF > 100\%$). (b) Cenário de Déficit de Geração no MRE ($GSF < 100\%$). Fonte: (ALTIERI, 2017).

O cenário de déficit de geração, ilustrado figura 6b, ocorre quando os agentes participantes do mecanismo não conseguem gerar energia suficiente para entregar as quantidades estabelecidas nos seus contratos de venda, e por isso, devem recorrer ao mercado de curto prazo para adquirir a energia faltante e cumprir suas obrigações contratuais. A energia disponível para as usinas é impactada pelo GSF, pois o ajuste do MRE ajusta a garantia física dos agentes, e conseqüentemente, o montante de energia para o proprietário da usina é menor. Nesta situação, os agentes assumem uma posição de dívida no mercado *spot*, pois adquiriram o déficit de energia ao preço do PLD.

Neste capítulo foram apresentados os conceitos necessários para entender o funcionamento do setor elétrico brasileiro, pois o mercado de energia é melhor compreendido quando se tem uma base bem fundamentada das características de planejamento, operação e comercialização do SIN. A descrição do funcionamento do setor elétrico deixa claro que existem diversas variáveis são de difícil previsão, e portanto, os agentes do mercado de energia ficam expostos a diversas incertezas e riscos. Com o intuito de gerenciá-los, e evitar ao máximo os prejuízos financeiros, faz-se o uso de metodologias de gestão de risco, a serem abordadas a seguir.

2 Metodologias de Gestão de Risco no Mercado de Energia

Após o entendimento das regras de comercialização e da dinâmica do mercado, neste capítulo serão identificados e detalhados os riscos pertinentes às transações na comercialização de energia elétrica. Também serão levantadas as principais ferramentas de análise que auxiliam na gestão de riscos no setor elétrico brasileiro.

Como foi mencionado no capítulo anterior, o processo de reestruturação do setor elétrico gerou mudanças significativas no mercado de energia, marcado pela liberalização da cadeia produtiva, adequação do arcabouço legal à nova estrutura de mercado, criação de novos órgãos governamentais, mudança no procedimento de determinação das tarifas, entre outras medidas que permitissem que o novo modelo atingisse os objetivos de expansão segura do sistema, atração de capital privado, e incentivo da modicidade tarifária. Entretanto, a grande mudança na reestruturação do setor elétrico se deu após o racionamento de energia elétrica de 2001, também conhecido como crise do apagão.

A falta de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica foi sentida pela crise do apagão. O setor energético criou um entrave no desenvolvimento do país causado por falhas no planejamento do sistema, e na falta de metodologias que previssem a regularização dos reservatórios e otimizasse o consumo de água. A consequência de quando há mais retirada que entrada de água em um reservatório é seu esgotamento. Para entendimento do problema, o nível de água armazenada nos reservatórios deveria ser de no mínimo 44% para garantir a segurança e confiabilidade do sistema. Entretanto, o nível dos reservatórios atingiu o patamar de 19%, em novembro de 1999, resultando em uma crise hídrica histórica no país. O problema não foi apenas a falta de chuvas para reposição dos reservatórios, pois o índice de pluviosidade ocorreu dentro das expectativas. O que efetivamente aconteceu foi o uso irracional dos recursos naturais (SAUER et al., 2001).

Houve também ausência de políticas e ações de expansão do sistema. A postergação dos investimentos em construções não permitiu o gerenciamento das oscilações hidrológicas, embora as tarifas dos consumidores oferecessem as condições financeiras necessárias para tal expansão. Nesta situação, pelos conceitos básicos de microeconomia, quando a demanda é maior que a oferta, há racionamento. (JUNIOR et al., 2016). Entre os anos de 1991 a 2000, o crescimento anual de consumo de energia foi 4,3%, enquanto a capacidade de produção anual cresceu apenas 3,3% no mesmo período. Dessa forma, fica claro que faltaram iniciativas de expansão pelos agentes privados e públicos do setor para garantia da continuidade dos serviços (SAUER et al., 2001).

Segundo COOPERS e LYBRAND (1996), os riscos de determinado projeto devem ser percebidos e introduzidos na análise de investimentos para que se possa avaliar seu impacto no mercado, bem como as formas de gerenciá-los com o intuito de se atingir as metas e objetivos. O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, implementado na década de 1990, não considerou os riscos associados ao novo modelo e ao sistema, e as consequências catastróficas foram comprovados no apagão de 2001. Foi necessária então, a adoção da prática de gerenciamento dos riscos no setor elétrico brasileiro, que serão apresentados neste capítulo.

2.1 Avaliação dos Riscos no Setor Elétrico Brasileiro

Antes de tratar dos riscos no mercado de energia elétrica, é necessário entender o seu conceito. De forma macroscópica, fazendo um paralelo do processo de geração até a distribuição de energia com o mercado de ações, pode-se fazer as seguintes considerações. As usinas geradoras são os vendedores, as concessionárias de energia elétrica são os investidores, cujo investimento é a aquisição de ativos para aumentar seu poder aquisitivo, e o ativo, bem ou produto adquirido é a energia elétrica. Os eventos, que podem impactar de forma significativa a transação financeira, são chamados de incertezas. No caso específico, são exemplos de incertezas: o déficit de água nos reservatórios, as restrições operacionais nas linhas de transmissão, a demanda de energia elétrica, etc. O indicador quantitativo que reflete o grau da incerteza associada ao investimentos é denominado risco (DUARTE, 1996). No gerenciamento de riscos em mercados financeiros, destaca-se o conceito de risco definido por Jorion (2006), como a volatilidade de resultados inesperados, geralmente associados aos valores de ativos ou passivos de interesse.

As particularidades do mercado de energia apresentam as características necessárias para identificar os seus riscos e entender suas minúcias. Este entendimento possibilita práticas de boa governança e auxilia na tomada de decisão em operações de comercialização de energia elétrica. Fazendo um paralelo com o mercado financeiro, Pilipovic (2007) apresenta essas características, que serão esclarecidas a seguir.

- **Maturidade do mercado:** como foi citado nos capítulos anteriores, o mercado de energia elétrica começou a ganhar maturidade recentemente. Somente após o marco regulatório e a crise do apagão, que ocorreram no início dos anos 2000, a cultura de utilização de metodologias eficientes para gestão de riscos foi integrada no planejamento, operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro.
- **Indutores fundamentais do preço:** existem diversas variáveis que influenciam na formação do preço de energia, são elas: os níveis dos reservatórios, o preço do combustível das termoeletricas, a demanda de energia, etc. Por isso, a criação de

modelos de previsão de preços exatos e condições de mercado se torna uma tarefa árdua, principalmente pela dinamicidade desses fatores.

- **Impacto de ciclos econômicos:** de modo geral, os ciclos econômicos determinam padrões que regem o comportamento de diversos tipos de mercado devido a baixa variabilidade diante da média obtida. Por exemplo, no mercado financeiro, os ciclos econômicos regem o comportamento das taxas de juros. Qualquer influência irá resultar em uma variação dentro do previsto. Contrapondo esse cenário, o mercado de energia, em sua singularidade, utiliza os ciclos econômicos para definir parâmetros mas estes não estabelecem padrões, uma vez que eventos imprevisíveis podem impactar o mercado de maneira distinta e criar cenários fora do previsto, divergentes dos padrões. Por exemplo, a crise do apagão em 2001, e a grande estiagem no Brasil, em 2014 e 2015, criaram desbalanços entre oferta e demanda jamais vistos e impossibilitaram o retorno do balanço dos preços de energia em torno da média.
- **Frequência dos eventos:** as séries históricas apresentam um comportamento padrão das variáveis indutoras de preço. Assim, as previsões do planejamento podem ser feitas de acordo com a alta frequência de eventos.
- **Correlação entre a formação de preços de curto e longo prazo:** os preços de energia variam por condições de armazenamento a curto prazo, e por condições de suprimento a longo prazo.
- **Sazonalidade:** os períodos de seca e estiagem distribuídos em horizontes de tempo diferentes no território brasileiro surgem como oportunidade para desenvolvimento de tecnologias de geração por fontes alternativas e por fontes térmicas.
- **Regulação:** a existência de várias reformas no arcabouço legal do setor revelam que o mercado ainda está sendo modelado e adaptado em diversos aspectos.
- **Liquidez:** liquidez se refere a conversão do ativo em valor. Pelo fato das atividades da cadeia produtiva serem interligadas, o tempo necessário para liquidar o investimento é longo.
- **Centralização do mercado:** o mercado de energia é descentralizado, pois os preços de energia variam de acordo com a localização, isto é, o preço do MWh de energia é diferente para cada submercado.
- **Complexidade dos contratos derivativos:** a maioria dos contratos são complexos devido a dificuldade em definir os preços por um período de tempo longo, tendo em vista que não é possível obter certeza dos cenários futuros.
- **Acoplamento no tempo:** a tomada de decisões quanto ao uso dos recursos no presente influenciam na quantidade disponível para suprimento da demanda futura.

Nesse contexto, os principais riscos que afetam os agentes do setor elétrico são elencados nos trabalhos de [Kawai \(2015\)](#), [Mayo \(2010\)](#) e [Tamarozi \(2002\)](#), cujos resultados serão especificados a seguir.

2.1.1 Riscos de Mercado

O risco de mercado também pode ser chamado de risco sistêmico, pois seu impacto tem o poder de impactar o sistema como um todo, ou sua maioria, mesmo que as partes deste sistema não estejam diretamente relacionadas. Esse risco é definido pelas variações de preço ou parâmetros de mercado. Nele, estão inclusos a oscilação de preços, a probabilidade de desequilíbrio entre oferta e demanda, a incapacidade de liquidez dos agentes, a volatilidade de ações, taxas de juros, câmbios, etc. Quanto maior a oscilação do mercado, maiores são os riscos de mercado.

2.1.2 Riscos Técnicos e Climáticos

Os riscos técnicos envolvem os riscos operacionais que podem impossibilitar a capacidade de entrega total de energia ao consumidor (risco de entrega), e como consequência, gerar perdas financeiras aos agentes. Este risco, especificamente, é difícil de ser mensurado devido grande variedade de causas e efeitos. As falhas podem ser originadas por pessoas, sistemas, gerenciamentos, ou operações e processos. Também podem ser causadas por eventos externos e inesperados.

Em um sistema predominantemente hidrotérmico, o risco hidrológico não pode ser negligenciado. A relação entre a presente disponibilidade de água nos reservatórios e as previsões de chuvas futuras definem o despacho das usinas, conforme mencionado. Essas previsões são relativas, pois mesmo com a possibilidade de se estimar os índices pluviométricos para o futuro, existe um nível de confiança envolvido. Portanto, faz-se necessário utilizar o ponto ótimo do uso dos recursos, caso contrário haverá falta de água. A questão do risco hidrológico será abordada mais detalhadamente no próximo capítulo por se tratar da causa do problema a ser estudado no presente trabalho.

2.1.3 Riscos Econômicos e Financeiros

Os riscos econômicos e financeiros podem ser representados pelos riscos de crédito, de investimentos, de tributos, e são fortemente impactados por alguns riscos de mercado como a variação cambial e da taxa de juros. Os riscos de crédito referem-se as incertezas do cliente em arcar com seus passivos financeiros. Esse risco é comumente visto no mercado financeiro.

O risco de investimento inclui também o risco de financiamento. No mercado de energia considera-se principalmente a variação cambial, que expõe os agentes a uma in-

certeza de custos referentes a investimentos e financiamentos e pode impactar fortemente o retorno de aplicações e *paybacks*.

O risco tributário é uma particularidade do mercado de energia. O histórico do SEB retrata a ocorrência de várias mudanças no arcabouço legal para proporcionar melhor adequação dos requisitos legais à dinamicidade do mercado. Neste cenário, os agentes ficam expostos ao risco de pagar impostos, encargos e contribuições que não foram considerados no início do investimento.

2.1.4 Riscos Legais e Regulatórios

Os riscos legais e regulatórios tratam-se da probabilidade de ocorrer mudanças significantes nas leis e regulamentações do mercado de energia que possibilitam a alteração no faturamento das empresas. Estão inclusas a criação de novos encargos, abertura para alteração ou quebra de contratos, estabelecimentos de novos limites de preços, como já foi visto acontecer no teto do PLD. Por esta razão, as mudanças de mercado devem andar em conjunto com as adequações legais.

2.2 Ferramentas de Análise de Riscos

De maneira geral, entende-se que o risco de forma geral se refere a probabilidade de ocorrer uma perda potencial para determinada organização, independente da sua causa. As primeiras etapas do processo de gerenciamento de risco são: o entendimento do mercado em que uma dada organização está inserida, e posteriormente, identificar quais são os riscos associados as atividades daquela empresa, como foi mostrado no início deste capítulo. Além de conhecer os riscos, é necessário atribuir uma medida para quantificá-lo. O cumprimento de tal objetivo se dá através do uso de ferramentas específicas, denominadas métricas de risco. Considerando que os riscos são eventos indesejáveis, as métricas de risco são as metodologias que medem a possibilidade do evento não desejado ocorrer, e quantificam a perda potencial associada caso ele aconteça.

A baixa maturidade do mercado de energia elétrica implica numa evolução recente dos procedimentos para gestão de riscos. Por isso, grande parte das métricas utilizadas no mercado de energia foram adaptadas das metodologias já implementadas no mercado financeiro, por ser um mercado consolidado na área de gerenciamento de riscos. Como a necessidade de tomada de decisão sob incertezas é comum na comercialização e geração de energia, as métricas de risco vêm sendo incorporadas nos modelos de gestão com o intuito de auxiliar os gestores a tomarem as melhores decisões e aperfeiçoar as previsões futuras. As métricas de risco serão apresentadas detalhadamente nas próximas seções.

2.2.1 Teoria do Portfólio de Markowitz

A Teoria do Portfólio foi proposta por Markowitz em 1952, que consolidou a metodologia de análise de portfólios e diversificação de carteiras de ativos frente ao risco, baseado na relação risco-retorno. Também conhecida como Teoria de Carteiras, seus estudos comprovam matematicamente que o controle dos riscos se faz possível através da diversificação do portfólio e o balanceamento eficiente das carteiras que o compõem. Apesar da teoria ter sido proposta para o mercado de finanças e investimentos, a eficiência da teoria permite que ela seja implementada tanto em empresas financeiras quanto não financeiras.

A diversificação do risco permite a construção de uma série de portfólios que oferecem variados retornos e riscos (MARKOWITZ, 1952). Visando o melhor entendimento da Teoria de Portfólio, considere que uma empresa possui uma carteira composta por seus ativos. A equação 2.1 mostra que o retorno de uma carteira (R_c) é diretamente proporcional a quantidade de ativos que a integram, bem como ao respectivo peso de cada ativo dentro da carteira. Então, o retorno é a média ponderada do retorno individual (R_i) de cada ativo. Uma empresa pode alterar o retorno esperado de sua carteira a qualquer momento, ora por adição de ativos, ora por modificação do percentual de participação (W_i) dos ativos já existentes.

$$\overline{R_c} = \sum_{i=1}^N W_i \times R_i \quad (2.1)$$

O risco é a incerteza relacionada aos retornos esperados. Na prática, ele é medido como o desvio padrão das variações percentuais de uma variável em um determinado período de tempo. Por exemplo, se o PLD sobe 2% em uma semana, cai -5% na segunda semana, depois sobe novamente 0,7% e assim por diante, o risco médio do PLD naquele período é o desvio padrão de suas oscilações percentuais semanais.

Em Markowitz (1952), o risco não deve ser medido isoladamente, e sim de forma conjunta, pois as oscilações dos ativos em uma carteira possuem correlação entre si. A equação 2.2 mostra que o risco da carteira (σ_c) é uma função não linear do risco individual de cada ativo (o desvio padrão σ_i), do peso desse ativo na carteira (W_i e W_j), e da correlação ρ_{ij} entre os ativos.

$$\sigma_c = \sqrt{\sum_{i=1}^N W_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N W_i W_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j} \quad (2.2)$$

O risco da carteira varia de acordo com a correlação dos ativos que a compõem. O menor risco ocorre quando a correlação entre os ativos é perfeitamente negativa, ou seja, $\rho_{ij} = -1$. Neste caso, se uma carteira é composta por dois ativos A e B, eles oscilam de

forma independente e suas variações são perfeitamente inversas, isto é, se o ativo A subir 5%, o ativo B cai -5%. De outro modo, o maior risco da carteira ocorre quando $\rho_{ij} = 1$, e os ativos variam juntos, ou seja, se o ativo A subir 5%, o ativo B também sobe 5%. A correlação entre uma carteira composta de vários ativos sempre variam entre -1 a 1, e é função da covariância entre eles. A covariância mede a relação linear entre duas variáveis e está representada na equação 2.3

$$\rho_{ij} = \frac{Cov(R_i, R_j)}{\sigma_i \sigma_j} \quad (2.3)$$

Uma das peculiaridades da Teoria de Carteiras é que nessa metodologia o risco geral da carteira é baseado na probabilidade de ativos diferentes, com riscos distintos, oscilarem de forma independente, ou parcialmente independente, entre si. Isto cria o efeito citado acima, quando um ativo oscila para cima e outro oscila para baixo. Sendo assim, a carteira acaba oscilando próximo a zero e quanto mais diversificada ela for, haverão mais ativos com correlação negativa e independentes, e menor será a sua fronteira eficiente de risco. Esta é a vantagem da diversificação do portfólio proposta por Markowitz.

Surge então dois novos conceitos de risco: diversificável (ou não sistemático), e o não diversificável (ou sistemático). O risco diversificável pode ser eliminado ou reduzido pela diversificação de ativos, enquanto o risco não diversificável depende de questões macroeconômicas, e de grande relevância sistêmica, e raramente a diversificação do portfólio irá eliminar ou diminuir esse risco. Cada ativo reage de uma forma em relação aos riscos sistemáticos, uns podem subir, outros podem descer, mas todos são afetados. No mercado de energia são causados pela alta da inflação, falta de chuvas, aumento do preço de energia, etc. O cálculo do risco da carteira torna-se cada vez mais complexo a medida que os ativos na carteira aumentam, pois é necessário cruzá-los entre si para determinação da sua correlação, e então chegar ao resultado final. Mas pode-se perceber pela figura 7 que o risco diversificável diminui a medida que cresce o número de ativos na carteira. (ASSAF, 2010)

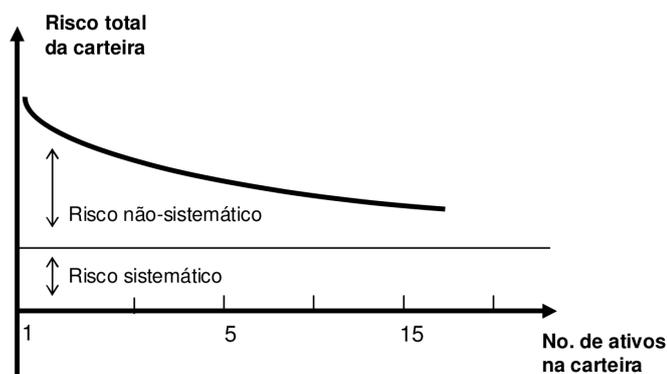


Figura 7 – Risco da carteira em relação ao número de ativos. Fonte: (ASSAF, 2010)

Markowitz (1952) também propõe a Fronteira Eficiente, que é baseada no Princípio da Dominância. Este princípio diz que um investidor racional tende a escolher entre dois investimentos de mesmo risco, aquele que ofereça o maior retorno, ou aquele com menor risco para investimentos de mesmo retorno. Observando a figura 8, partindo do mesmo pressuposto, um investidor racional irá preferir o investimento 2 ao 1, o investimento 4 ao 3, e o investimento 2 ao 3. Porém, não é possível fazer conclusões a respeito do investimento 2 em relação ao 4, e do 1 em relação ao 3, pois as escolhas variam de acordo com o perfil de aversão ao risco do investidor, explicado pela Teoria da Utilidade.

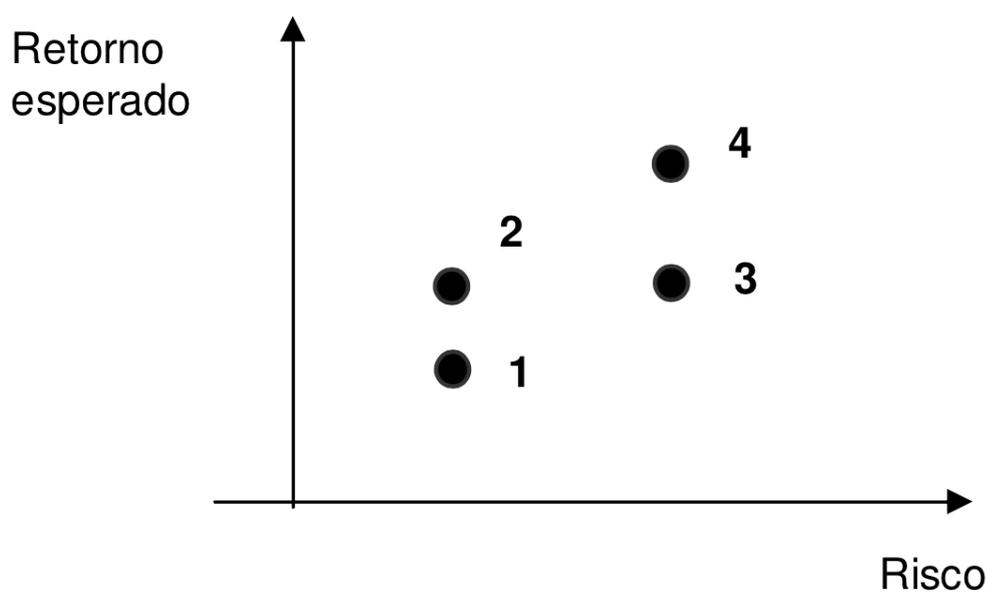


Figura 8 – Princípio da Dominância. Fonte: (ASSAF, 2010)

A diversificação de carteiras fornece todas as combinações possíveis de variação de ativos com inúmeras relações de risco-retorno. O agrupamento de todas estas combinações formam uma representação gráfica formada por uma hipérbole semelhante a mostrada na Figura 9. A aplicação do Princípio da Dominância nessa curva introduz o conceito de Carteira de Mínima Variância (CMV), uma das principais contribuições da Teoria de Portfólio. A CMV pode ser considerada como o portfólio ótimo para o retorno que se deseja ou para o risco que se deseja correr. A CMV global representa o melhor portfólio entre todas as combinações possíveis, encontrado no ponto de mínimo da hipérbole. Este ponto é determinado pela primeira derivada da função hiperbólica, mostrado na figura pela Carteira de Mínima Variância Global.

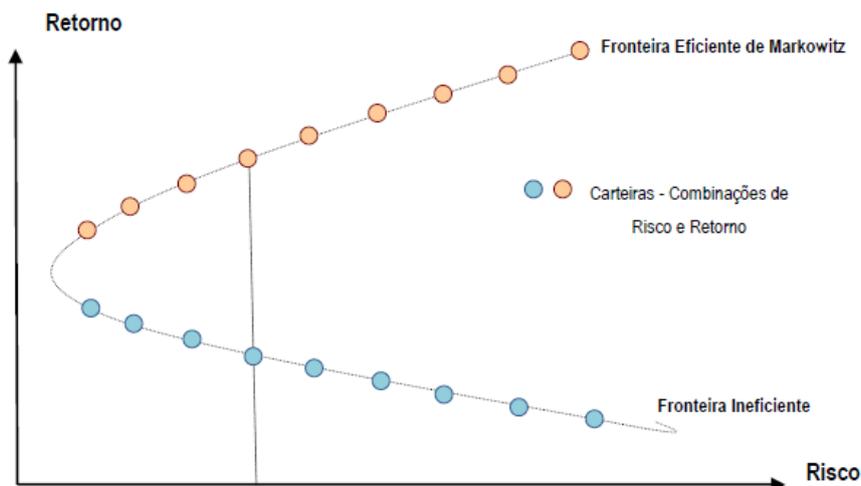


Figura 9 – Efeito da Diversificação de Carteiras. Fonte: (RIBEIRO, 2009).

Qualquer ponto que apresente um retorno superior a da CMV Global compõe a Fronteira Eficiente de Markowitz. Esta fronteira é composta das carteiras que fornecem os melhores retornos para um mesmo nível de risco, situados na parte superior da hipérbole. A partir desse pressuposto, evidencia-se a premissa de que os maiores retornos em uma carteira ocorrem nos maiores níveis de risco. A análise da fronteira permite o investidor escolher a carteira ideal e saber a porcentagem de capital a investir em cada ativo que compõe seu portfólio ótimo para sua condição.

A carteira ideal é aquela que apresenta a melhor relação de retorno e risco de acordo com o perfil do investidor. Com intuito de determiná-la, o trabalho de Sharpe (1964) propõe o modelo CAPM - *Capital Asset Pricing Model*, baseado na Teoria de Markowitz, que utiliza o índice Beta β_i , definido como o quociente de retorno pelo risco. O beta mede o risco sistemático do ativo em relação a carteira de mercado no contexto de uma carteira diversificada. Em outras palavras, o beta é o risco do ativo em relação ao risco global do mercado, e pode ser expresso como:

$$\beta_i = \frac{Cov_{iM}}{\sigma_M^2} \quad (2.4)$$

Onde:

β_i é o beta do ativo i

Cov_{iM} é a covariância entre o ativo i e a carteira de mercado

σ_M^2 é a variância do retorno da carteira de mercado

Em outras palavras, o beta indica a correlação entre o ativo e o risco sistemático. Este índice é uma função linear que tangencia a Fronteira Eficiente de Markowitz, como mostrado na figura 10. Quanto mais próximo de 1, o investidor tende a ter um retorno maior. Se o beta é maior que 1, o investimento é classificado como agressivo, pois qualquer

variação de mercado provoca uma variação significativa no ativo, por exemplo, para um beta de 1.5, se o mercado variar 10%, o ativo irá variar 15%. Se o beta for nulo, o retorno do ativo (r_f) independe do risco. Por fim, o beta igual a 1 é o ponto referente a Carteira de Mercado, e retrata a maximização do problema entre retorno e risco da fronteira eficiente.

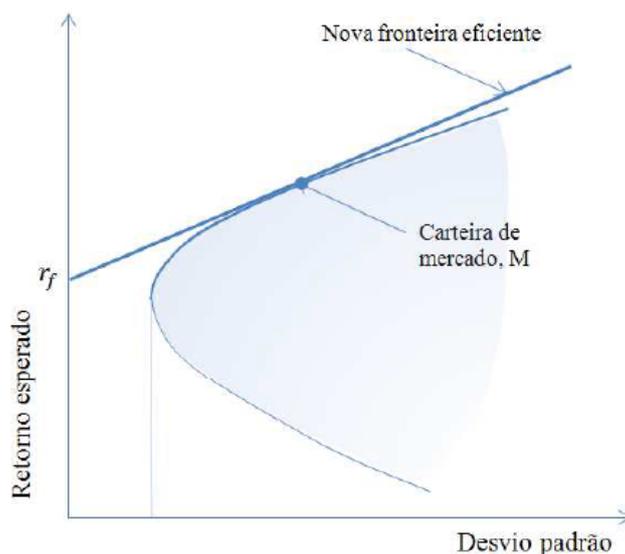


Figura 10 – Carteira de Mercado na Fronteira de Eficiência de Markowitz. Fonte: (SECURATO, 1996).

Vários estudos consideram o CAPM um paradigma da Teoria das Finanças, devido a rigidez das premissas consideradas no modelo proposto por Sharpe, e por isso, questiona-se a aplicação desta metodologia em determinados problemas de gerenciamento de riscos. Além disso, ao longo do tempo foi questionado se a diversificação do portfólio utilizando média-variância, proposto por Markowitz, era a medida de risco mais correta a ser utilizada e se a premissa da distribuição normal dos retornos era praticável na realidade. Baseado nisso, foi elaborado um resumo da Teoria do Portfólio, apresentado no quadro 1 no Apêndice A. Estes questionamentos levaram a criação de outras métricas que se consagraram no mercado ao longo do tempo, a destacar o Value at Risk - VaR.

2.2.2 Value at Risk - VaR

O VaR, ou *Value at Risk*, é uma metodologia amplamente utilizada no mercado financeiro. Trata-se de uma medida estatística que permite medir o risco inerente a cada carteira de investimento, mas primeiramente deve-se entender como o risco é tratado. Até então, foram apresentadas metodologias que visam os ganhos - ou retornos, de acordo com o risco que se deseja assumir. Segundo Jorion (2006), o VaR não objetiva os ganhos de uma carteira, mas as perdas potenciais nos piores cenários. Esta ferramenta mede a perda máxima ao longo de um determinado intervalo de tempo sob condições normais de mercado dentro de um dado nível de confiança.

O cálculo do VaR começa pela definição do horizonte de tempo e do nível de confiança. Quanto mais curto for o horizonte de tempo, mais antecipada será a detecção de problemas, e mais precisa será a análise. O nível de confiança depende do objetivo da análise, e comumente varia entre 95% e 99%. A escolha correta do nível de confiança impacta a precisão dos resultados em relação ao cenário real, pois um nível de confiança muito alto resulta em uma perda potencial que raramente será excedida na realidade. Por isso a importância de definir parâmetros que apresentem conformidade entre o modelo e a realidade.

Em [Jorion \(2006\)](#), um ativo cujo investimento inicial foi W_o e que possui taxa de retorno R tem o valor da carteira W após dado tempo definido como:

$$W = W_o \cdot (1 + R) \quad (2.5)$$

Considerando um nível de confiança c , o menor valor da carteira W^* dentro desse intervalo é dado por:

$$W^* = W_o \cdot (1 + R^*) \quad (2.6)$$

É possível calcular o VaR como a perda relativa à média ou como perda absoluta. O VaR relativo a média é a perda financeira, em reais, em relação à média. O VaR absoluto é a perda financeira em relação ao valor inicial (investimento), em reais. Ambas as formas são mostradas nas equações 3.7 e 3.8, respectivamente. O retorno esperado em dado tempo é definido como $\mu = E(R)$.

$$VaR(média) = E(W) - W^* \quad (2.7)$$

$$VaR(absoluto) = W_o - W^* = -W_o \cdot R^* \quad (2.8)$$

Considerando que w é uma variável aleatória contínua que pode assumir n valores entre $-\infty$ e $-\infty$, pode-se afirmar que $f(w)$ é sua função densidade de probabilidade (fdp), demonstrado na [Figura 11](#).

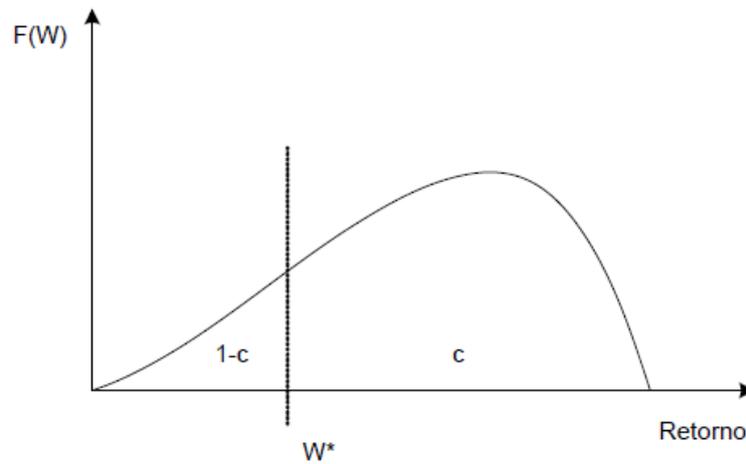


Figura 11 – VaR - Value at Risk. Fonte: (ARFUX, 2004).

Em uma definição mais formal, o VaR é o percentil da distribuição de retornos projetados para um horizonte estipulado. Se c for o nível de confiança determinado, demonstrado na equação 2.9, o VaR corresponde ao $1 - c$ percentil da distribuição, como pode ser visto em 3.10. De forma genérica, o VaR se baseia na identificação do quantil W^* . Um quantil é um valor de corte, tal que a área à direita ou à esquerda deste represente uma probabilidade c , sendo esta probabilidade um nível de confiança.

$$c = \int_{W^*}^{\infty} f(w)dw \quad (2.9)$$

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw \quad (2.10)$$

A metodologia de [Jorion \(2006\)](#) anteriormente descrita é chamada de VaR para Distribuições Gerais e observa-se que o desvio padrão não é utilizado. Entretanto, há também o VaR para Distribuições Paramétricas, que permite a simplificação do problema partindo da premissa que a fdp é igual ou aproximada a uma normal, como é mostrado na [Figura 12](#).

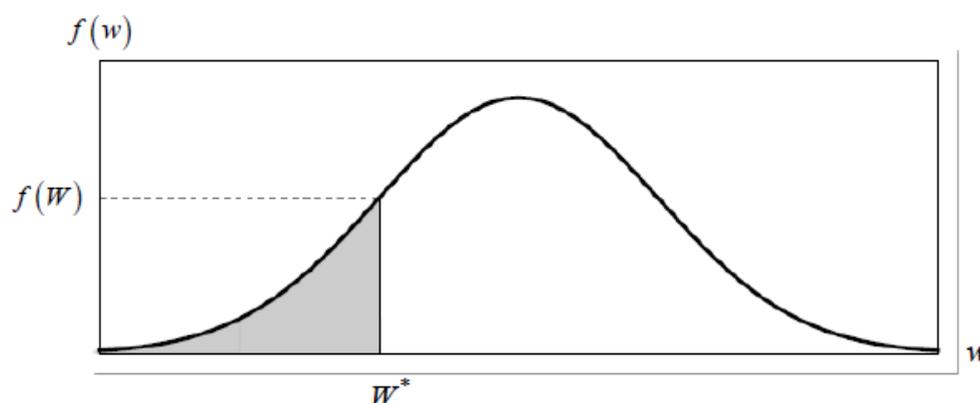


Figura 12 – Função Densidade de Probabilidade de uma Carteira - Value at Risk. Fonte: (ARFUX, 2004)

O cálculo se dá através da multiplicação direta do desvio padrão σ por um fator α que depende do nível de confiança estabelecido. O α é o valor crítico correspondente ao retorno crítico R^* , observado na equação 2.11. Assim, é necessário identificar o α , cuja área à sua esquerda descreva o nível de confiança $1 - c$, para definir o VaR do ativo. Os cálculos podem ser realizados com valores tabelados da função distribuição normal padronizada cumulativa. A denominação paramétrica é devido ao uso do parâmetro desvio padrão σ .

$$R^* = -\alpha\sigma + \mu \quad (2.11)$$

Por fim, o VaR em relação à média e o VaR absoluto são dados nas equações 3.12 e 3.13:

$$VaR(média) = W_o\alpha\sigma \quad (2.12)$$

$$VaR(absoluto) = W_o(\alpha\sigma - \mu) \quad (2.13)$$

Quando não há os valores analíticos ou tabelados da função de distribuição cumulativa de probabilidade, utilizam-se métodos numéricos para o cálculo do quantil que representa o VaR, como o Método de Monte Carlo. A metodologia descrita, no entanto, se refere a apenas um ativo da carteira. Para que ela seja aplicado a um portfólio, é preciso medir o efeito combinado entre a volatilidade com a exposição ao risco. A volatilidade é a mensuração generalista da dispersão dos retornos de um ativo (SKLAVOS; SCHOLTENS, 2014). Enquanto a volatilidade é definida pelo mercado, a exposição pode ser gerenciada pelo gestor.

O cálculo do VaR para um portfólio é feito em duas etapas, relacionando um *trade-off* entre velocidade e precisão. A primeira etapa do cálculo consiste em uma avaliação

local, que mede o risco e a posição inicial da carteira de forma simples e linear, gerando vantagens em termos de velocidade, principalmente quando as carteiras são compostas por vários fatores de risco.

A segunda etapa consiste em uma avaliação plena, que abrange um grande número de cenários com diversos retornos para diferentes preços. Nesta etapa, a análise das componentes não lineares é mais efetiva, e conseqüentemente, os resultados são mais precisos (OLIVEIRA, 2012).

Não serão apresentados os detalhes a respeito do cálculo do VaR em um portfólio, pois a utilização desta metodologia não é a medida mais adequada para o mercado de energia, pois o VaR não captura o impacto no resultado da empresa caso ocorra eventos extremos. Conforme mencionado nas características do mercado de energia no capítulo 1, sempre existe um ponto fora da curva que deve ser considerado no gerenciamento de riscos.

Além disso, o Value at Risk não atende todos os axiomas exigidos para uma métrica de risco coerente, propostos em (ARTZNER et al., 1999). Considere uma medida de risco μ , para ser considerada coerente, ela deve satisfazer os seguintes axiomas:

- Homogeneidade Positiva: $\mu(c \cdot X) = c \cdot \mu(X)$, para todo $c \geq 0$, onde c é uma constante e X é uma variável aleatória.
- Invariância das Translações: $\mu(X + c) = \mu(X) + c$, para $c \geq 0$.
- Monotonicidade: Para duas variáveis aleatórias onde $X \geq Y$, então $\mu(X) \geq \mu(Y)$
- Superaditividade: $\mu(X + Y) \geq \mu(X) + \mu(Y)$

O VaR atende os três primeiros requisitos acima, mas em geral não atende à superaditividade, que se refere a propriedade da convexidade. Na prática, esse requisito se refere a capacidade do VaR em analisar os efeitos da diversificação do portfólio na redução de riscos. Um apanhado geral sobre a métrica é apresentado no quadro 1 disponível em Apêndices, que clarifica as desvantagens e a aplicabilidade desta medida de risco.

Enfim, as limitações do modelo afeta a otimização do portfólio e baseado nisso, foram propostas outras ramificações do VaR que atendem todas as propriedades dos axiomas exigidas para uma medida de risco, a saber o CVaR - *Conditional Value at Risk*.

2.2.3 Conditional Value at Risk - CVaR

O *Conditional Value at Risk* (CVaR) é uma medida de risco que foi desenvolvida para satisfazer as limitações do VaR. Além de apresentar todas as propriedades do VaR, o CVaR ainda possui a propriedade de superaditividade, isto é, o risco é reduzido quando há

diversificação do portfólio. Com isso, esta metodologia elimina o problema de otimização não convexa, e permite que sua formulação seja originalmente descrita através de restrições lineares (ROCKAFELLAR; URYASEV, 2000).

Sendo assim, pode-se dizer que o CVaR indica as perdas potenciais que ultrapassam o intervalo de confiança através do cálculo da média das perdas que excedem o VaR. Sua aplicação permite que se obtenha uma carteira menos exposta aos valores extremos, em comparação a carteira otimizada pelo VaR. A diferença entre as duas medidas de risco são mostradas na Figura 13.

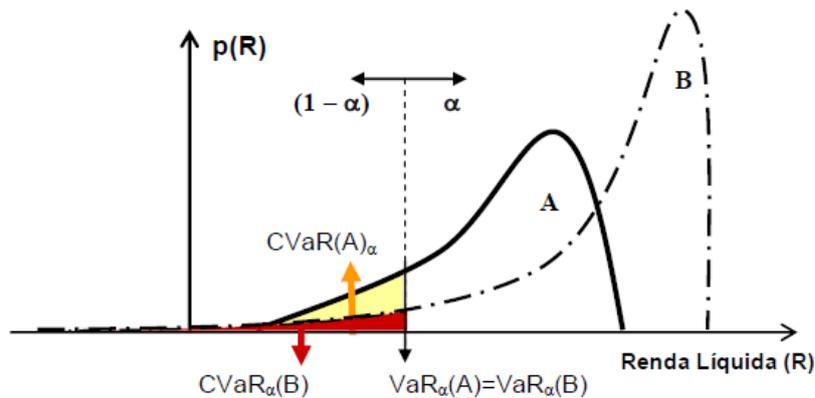


Figura 13 – Comparação entre VaR e CVaR de uma carteira. Fonte: (RIBEIRO, 2009)

Fazendo uma análise comparativa, observa-se que ambas as distribuições A e B apresentam o mesmo VaR, isto é, $VaR(A) = VaR(B)$. Porém no intervalo de confiança $1 - \alpha\%$, observa-se pelo alongamento da cauda das distribuições que os valores de receita líquida esperados nos piores cenários são maiores em A que B, ou seja, $CVaR(A) > CVaR(B)$. Logo, a distribuição A é a escolha ótima para otimização do portfólio pois ela oferece maiores retornos para o gestor que B (RIBEIRO, 2009). Caso fosse utilizada a metodologia do *Value at Risk*, não seria possível fazer conclusões a respeito de qual seria a escolha ótima para o problema, pois ambos possuem o mesmo VaR. A aplicação do CVaR permite capturar melhor a exposição do gestor aos valores extremos de sua carteira, apresentando uma restrição condicional, onde:

$$CVaR = E[X \mid X \leq VaR] \tag{2.14}$$

De forma geral, o cálculo do CVaR é dado por:

$$CVaR(X) = \int_{-\infty}^{\infty} z dF_x^{\alpha}(z), \alpha \in]0, 1[\tag{2.15}$$

O quadro 1, disponível no Apêndice A no final deste trabalho, serve de complemento a este tópico, pois apresenta resumidamente as premissas do CVaR, e fornece

informações para melhor entendimento do seu objetivo, desvantagens e aplicabilidade.

2.2.4 Cash-Flow at Risk - CFaR

O CFaR é uma outra variação do VaR para aplicações em instituições não financeiras, e permite analisar o fluxo de caixa em risco, além de possibilitar a consideração de outras variáveis não financeiras na análise, como o risco de volume e o risco operacional (DENTON et al., 2003). Este modelo visa medir o máximo montante em risco esperado, dada uma distribuição de probabilidade do fluxo de caixa operacional de uma empresa para um determinado período em um intervalo de confiança.

Em instituições não financeiras, há uma preocupação com os resultados anuais e com a possível falta de dinheiro em caixa para pagamento dos passivos da empresa (risco de liquidez). Por consequência, o CFaR surge como uma eficiente ferramenta na medida do risco da variabilidade dos fluxos de caixa, e conseqüentemente, auxilia os gestores na tomada de decisão na gestão de caixa.

Embora sua proposta seja baseada no VaR, existem algumas diferenças básicas entre as duas metodologias. O VaR foca em variabilidade de valor, enquanto o CFaR foca em variabilidade de fluxo. O cálculo do VaR pode ser feito de forma analítica, e a determinação do CFaR simulações numéricas extensas. Para fins de compreensão, considere o investimento em um título no Tesouro Direto pré-fixado. Por ser um investimento que irá fornecer um retorno pré-fixado no seu vencimento, não há risco quando se analisa o problema utilizando o CFaR, pois o valor a receber é conhecido. Porém, no ponto de vista do VaR o valor varia de acordo com as condições de mercado, e depende de variáveis sistêmicas e não gerenciáveis. Portanto, o VaR considera os riscos de mercado para medir o valor no risco (ROCQUE; LOWENKRON, 2004).

O CFaR pode ser estimado pelo Método de Monte Carlo, por balanço de cenários, e possui grande aplicabilidade no mercado de energia devido à busca pelo controle dos riscos em fluxo de caixa e as sazonalidades de geração de energia elétrica. O horizonte de tempo nestas análises costumam ser meses ou anos, onde estima-se possíveis cenários futuros para medir a máxima perda esperada.

Para análise de qualquer tipo de resultado, o CFaR é a ferramenta ideal, seja para uma variável de fluxo de caixa ou para resultados contábeis. A adição de outras considerações contábeis, como exemplo a meta de resultado que deseja alcançar, obtém-se o *Earnings at Risk* (EaR), cujo objetivo é o cálculo do lucro no risco. Conclui-se então que o *Value at Risk* é a metodologia mais utilizada no mercado, e através de algumas modificações, foi possível originar diversas ferramentas que auxiliam as empresas no gerenciamento de risco, como o CVaR, CFaR, EaR, etc. As diferenças dessas métricas são mostradas no quadro 1, disponível nos Apêndices deste trabalho, que consolida as informações descritas

referentes as métricas de risco apresentadas neste capítulo.

2.2.5 Método de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo foi proposto em [Neumann e Ulam \(1949\)](#) para resolver problemas por meio de amostragem aleatória. A eficiência deste método permite sua aplicabilidade em várias áreas, entre elas jogos, geologia a finanças. No gerenciamento de riscos, este método auxilia a definição de medidas como o VaR, CVaR, CFaR.

O método exige que o sistema a ser analisado seja modelado em funções de densidade de probabilidade (fdps). Uma vez determinadas as distribuições, a Simulação de Monte Carlo realiza inúmeras amostragens aleatórias, e agrupa os resultados por meio de parâmetros estatísticos como média, variância e desvio padrão. Em geral, o método consiste em um conjunto de integrais multidimensionais, que pode ser expresso de acordo com a aproximação de Monte Carlo por:

$$\theta = \int \varphi(x)f(x)dx \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varphi(x_i) \quad (2.16)$$

onde $x_i \in B$ e representa uma amostra aleatória e independente de distribuição com $i = 1, 2, \dots, N$ números da função $f(x)$.

No escopo deste trabalho, o método consiste na simulação de trajetórias possíveis do valor da carteira, utilizando cenários hipotéticos, resultando em uma distribuição de valores finais da carteira, na qual é calculado o VaR.

Estes cenários não dependem dos dados históricos e são gerados aleatoriamente. Para que isso ocorra, algumas suposições devem ser feitas a respeito dos processos estocásticos que geram os fatores de risco e os parâmetros destes processos. A partir da grande quantidade de valores que compõem a distribuição dos resultados finais, o VaR é obtido por:

$$VaR(c, T) = E(W_t) - W_t^* = E(W_t) - Q(W_t, c) \quad (2.17)$$

Quanto mais vezes as simulações forem rodadas, mais preciso será o VaR. As vantagens dessa simulação estão na grande flexibilidade na modelagem do problema, e pela sua facilidade em incorporar não linearidades e ativos com comportamentos complexos. Também pode ser utilizado em distribuições com caudas pesadas, cenários extremos e é adequado para estimativa de riscos em horizontes mais longos.

Suas desvantagens estão na necessidade em utilizar computadores que suportem as simulações numéricas, uma vez que a simulação converge devagar para o verdadeiro valor, na ordem de $\frac{1}{\sqrt{N}}$, onde N é o tamanho da amostra simulada, ou seja, a variação amostral e

o número de replicações pode ser extensa pois para reduzir o erro pela metade é necessário quadruplicar o tamanho da amostra. Ademais, o modelo utiliza muitas suposições, ora no modelo, ora nos parâmetros, e considerações errôneas podem causar efeitos indesejáveis no resultado.

2.2.6 Teoria da Utilidade

O gerenciamento de riscos envolve tomada de decisão sob incertezas. As ferramentas de análise descritas neste capítulo oferecem resultados quantitativos que auxiliam o agente decisor neste processo. No entanto, agentes podem ter comportamentos diferentes em relação ao risco. Economistas mapeiam o processo de escolha sobre fluxos estocásticos através da Teoria de Utilidade. A tomada de decisão sob incerteza é variável para cada agente. O perfil do agente define, individualizadamente, qual é a escolha ótima para a situação em que ele se encontra. Por conseguinte, suas escolhas refletem o nível de risco que está disposto a ser assumido por ele.

O comportamento de um agente frente ao risco é expresso matematicamente mediante uma Função Utilidade, que relaciona o valor esperado da riqueza, e o desvio padrão da riqueza esperada. Apesar da variedade de funções utilidade existentes, as mais utilizadas são a quadrática e a exponencial (RIBEIRO, 2009). De forma geral, o comportamento de um agente e sua percepção ao risco são explicitados na figura 14

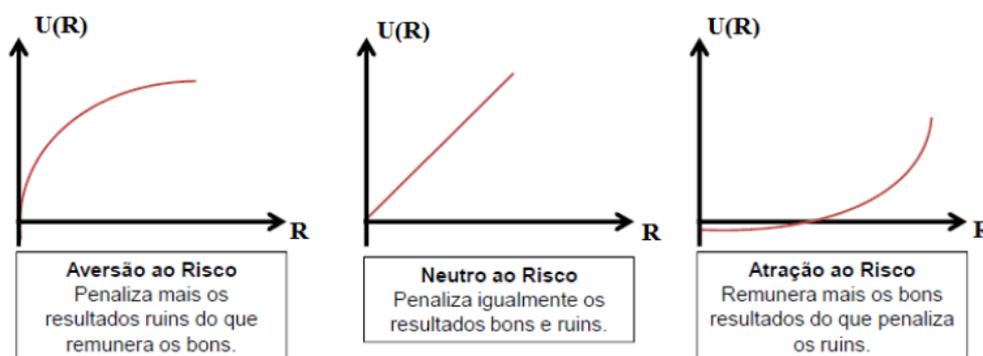


Figura 14 – Perfis do Decisor pela Função de Utilidade. Fonte: (RIBEIRO, 2015)

Para um decisor neutro ao risco, a função utilidade é linear, pois suas decisões são impactadas igualmente pelo aumento ou redução de risco. O decisor avesso ao risco tem perfil mais conservador, cuja função utilidade é côncava e suas decisões são ponderadas nos menores riscos a serem assumidos. Por sua vez, o decisor propenso ao risco possui um perfil mais agressivo, e suas decisões objetivam o maior retorno esperado, tendo preferência por investimentos com maior relação risco-retorno (ARFUX, 2004; RIBEIRO, 2009).

Pela Teoria da Utilidade, entende-se que o portfólio ótimo é aquele que satisfaz as preferências do agente decisor, oferecendo a melhor relação de risco-retorno de acordo

com seu perfil de percepção ao risco, à medida que esta decisão também contempla os resultados das ferramentas de medida de risco.

Neste capítulo foram detalhados os riscos que precisam ser gerenciados em transações de comercialização de energia. O detalhamento das ferramentas de gerenciamento de risco também foram apresentadas com o intuito de se entender as principais métricas utilizadas no setor. Vale ressaltar que as métricas apresentadas são utilizadas de acordo com o problema a ser analisado. O conhecimento das vantagens e desvantagens dessas ferramentas foi importante na definição da métrica a ser utilizada neste trabalho, que será apresentada juntamente com a descrição do estudo de caso, no próximo capítulo.

3 Análise da Repactuação do Risco Hidrológico

A compreensão das métricas de risco e suas vantagens e desvantagens, anteriormente apresentadas, fornecem os fundamentos para definir a métrica de risco a ser utilizada para análise da repactuação do risco hidrológico nesta monografia. Desta forma, este capítulo objetiva apresentar o problema a ser estudado e a metodologia a ser utilizada, explicitando a métrica de risco a ser utilizada e as razões da escolha. Serão detalhados os cenários da hidrologia adversa ocorrido nos anos de 2012 a 2015, e também as causas e consequências do déficit de geração de energia hidrelétrica que culminou na proposta de repactuação do risco hidrológico. Por fim, a medida regulatória será apresentada, bem como seus critérios e condições.

3.1 Descrição do Problema

3.1.1 Contexto do Problema: O Risco Hidrológico

Conforme mencionado nos capítulos anteriores, o sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidrotérmico. Assim, o cenário de períodos úmidos e secos e as mudanças no regime hidrológico impactam de forma significativa o planejamento e a operação do setor. As incertezas quanto aos fatores climáticos expõem os agentes a uma situação de incapacidade de geração. A esse tipo de risco denomina-se risco hidrológico.

A criação do Mecanismo de Realocação de Energia para compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas mitigou os efeitos causados por este risco até meados de 2012. A partir daí, sua popularidade veio à tona novamente devido a importantes eventos que aumentaram as oscilações do GSF.

Entre os anos de 2012 e 2015, o mercado de energia passou por um *stress* hídrico deixando os agentes e o governo em uma situação caótica. No entanto, outros fatores não hidrológicos contribuíram para o caos que resultou em perdas bilionárias para os agentes. Esses fatores serão descritos a seguir com o intuito de caracterizar e entender o problema a ser estudado.

A seca enfrentada pelo país tem destaque no ano de 2014 que apresentou os piores índices registrados. Para entender melhor, a hidrologia de um determinado local em dado tempo pode ser analisada pela Energia Natural Afluente (ENA), que representa a energia disponível em um sistema composto por reservatórios. As informações de ENA descrevem a energia produzível de acordo com o volume útil do reservatório. Essas informações são

medidas e relatadas pelo ONS (ONS, 2009).

O ONS calcula a ENA a partir de uma série histórica de vazões, e divulga as informações tanto em MW médios, quanto em porcentagem da Média de Longo Termo (MLT). A MLT é a média de energia natural afluenta ligada ao índice de chuvas que regularizam as vazões dos rios e alimentam os reservatórios das usinas em uma série histórica com dados desde 1931. O valor base da MLT é o valor de 100% da MLT e consiste no valor médio de ENA neste período.

A série histórica de medições da ENA mostram quais anos foram marcados por baixa geração hídrica devido à escassez de chuvas. A Figura 15 apresenta este histórico entre os anos de 2000 a 2017 para o Submercado SE/CO, onde algumas observações importantes podem ser feitas. Observa-se que a partir de 2012, a maioria das medições de ENA foram inferiores a 100% da MLT, o que significa que esse período foi marcado por afluências abaixo da média histórica desde 1931. Os anos de 2001, 2014, 2015 e 2017 são os anos que apresentam os piores valores de medição da ENA, a destacar o ano de 2014, com o menor valor: 67,24% MLT.

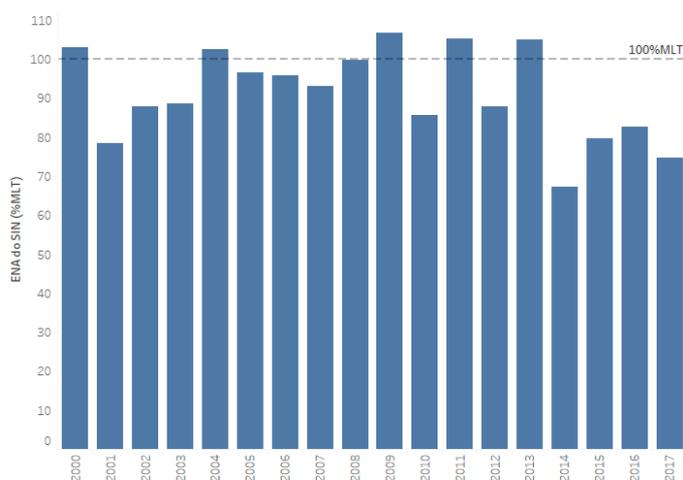


Figura 15 – Histórico da ENA do Submercado SE/CO, em %MLT. Fonte: (ONS, 2018).

Pelo fato deste estudo ser direcionado para análise do impacto do risco hidrológico no Submercado SE/CO, será feita uma análise mais detalhada em relação às medições de ENA e as cotas dos reservatórios neste submercado. Esta análise se justifica pelo fato deste submercado representar cerca de 70% da capacidade de armazenamento do SIN. Para fins de comparação, utiliza-se na Figura 16 uma comparação mensal dos registros de ENA nos quatro piores anos de ENA, apresentados na figura anterior, com o intuito de analisar a quantidade de energia que poderia ser produzida de acordo com a capacidade armazenada nos reservatórios.

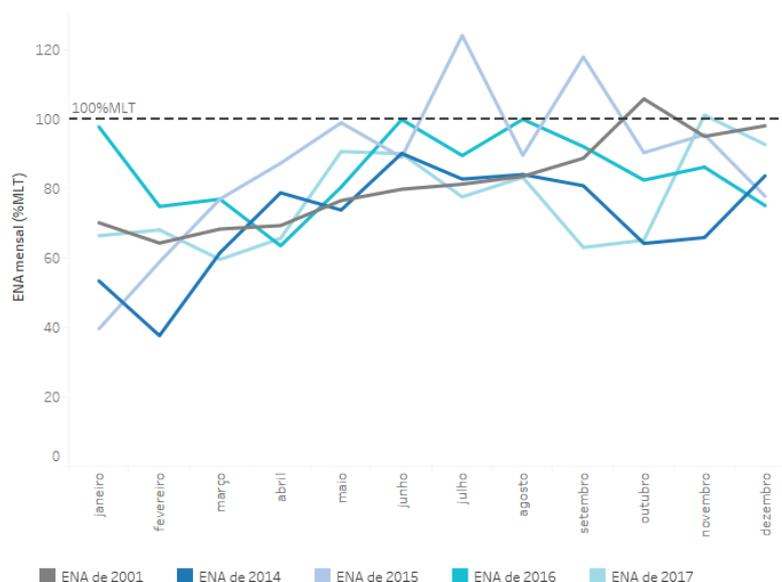


Figura 16 – Comparação mensal da ENA dos Piores Cenários do SIN. Fonte: (ONS, 2018).

Os períodos de seca e úmidos variam em diferentes localidades do país, devido a sua grande extensão territorial. O período úmido do Submercado SE/CO ocorre entre os meses de dezembro a abril. Neste período, o índice de pluviosidade é comumente grande, marcado por altas pluviosidades que regularizam o nível dos reservatórios das usinas. No entanto, pode-se observar na figura 16 que estes anos apresentam valores de ENA abaixo da média, mesmo no período úmido. Os anos de 2014 e 2015 tiveram condições hidrológicas tão ruins quanto a racionamento de 2001. Em destaque o mês de janeiro de 2015 que obteve o pior valor de ENA da história do SIN, correspondente a 39% da MLT, quase duas vezes menor que o segundo pior valor já registrado.

A baixa ocorrência de chuvas que ocorreu nos últimos anos levaram ao deplecionamento dos reservatórios, pois não era possível regularizá-los. A gravidade da situação em que o mercado de energia se encontrava foi vista em novembro de 2014, quando a capacidade total de armazenamento do SIN atingiu o valor de 19,5%. Para esclarecer a gravidade da situação, compara-se ao pior valor observado no apagão de 2001, de 23,9%. A situação menos crítica do ano de 2014 mostra um valor de 29,4% para a capacidade total do nível dos reservatórios do SIN. É notório que foram anos de grande *stress* no mercado de energia, pois com a escassez de água nos reservatórios, os agentes ficam expostos ao mercado de curto prazo e ao preço *spot*, que chegou aos maiores valores da história do setor elétrico nesse período.

O despacho térmico em regime contínuo com o objetivo de garantir a segurança do abastecimento do sistema e evitar a degradação dos reservatórios marcou este período. Esta política operativa pode ser adotada pelos operadores do sistema, mediante a decisão do ONS e do CMSE. A diminuição da energia hidrelétrica e o acionamento em plena capacidade das usinas térmicas foram as alternativas escolhidas para evitar o racionamento

e economizar a água dos reservatórios. A Figura 17 mostra que antes da crise, a geração térmica era responsável pelo suprimento de em média 3000 a 4000 MW médios, e a partir de 2012 o despacho de geração térmica teve um salto, aumentando de duas a quatro vezes mais em comparação aos anos anteriores a 2012, com destaque para 2014 e 2015 - um dos piores anos do déficit hídrico. Nestes anos, a geração térmica foi responsável por suprir aproximadamente 15.000 MW médios.

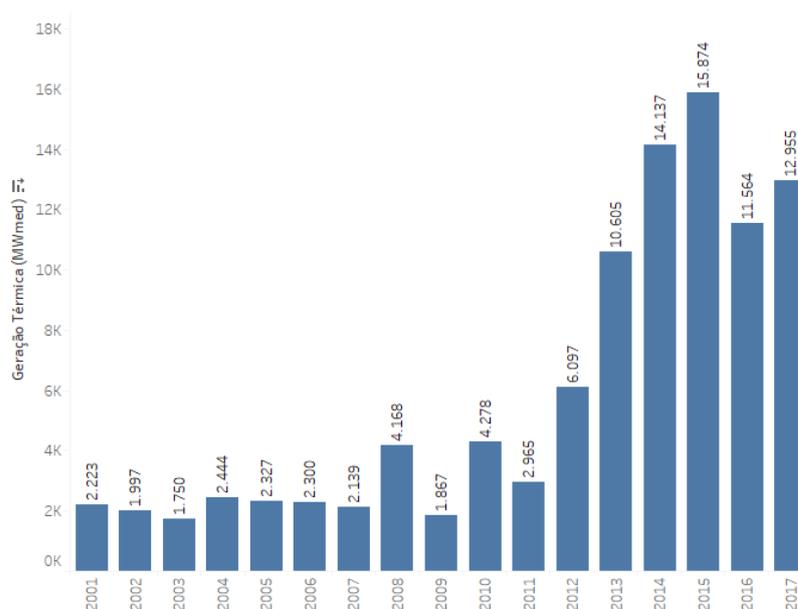


Figura 17 – Histórico da Geração Térmica no SIN. Fonte: (ONS, 2018).

Outra questão de grande notoriedade é o aumento do despacho fora da ordem de mérito (GFOM). Conforme mencionado no Capítulo 1, o despacho fora da ordem de mérito ocorre para manutenção da segurança energética, e acontecem apenas em raras condições operacionais. Em períodos normais, o despacho fora de ordem de mérito é praticamente inexistente. Contudo, entre os anos de 2012 e 2015, houve aumento considerável deste tipo de despacho, com seu auge em 2013, onde o despacho GFOM atingiu cerca de 5.000 MW médios, e em 2015 correspondeu a cerca de 25% do despacho térmico.

Desde o racionamento de 2001, a segurança do sistema é baseada em um parque térmico composto por usinas com preço de combustível muito elevado (BRITO, 2016). Todavia, as usinas termoelétricas foram construídas para atendimentos pontuais de demanda, e não para serem acionadas de forma contínua como aconteceu a partir de 2012. Tais fatos levaram a oscilação dos preços a níveis próximos do máximo regulatório. A Figura 18 mostra a evolução do CMO e do PLD no Submercado SE/CO. Observa-se que o CMO do SIN nos anos de 2014 e 2015 atingiu picos assombrosos, como R\$1.784/MWh e R\$2.186/MWh em fevereiro de 2014 e 2015, respectivamente (DARWICHE, 2016).

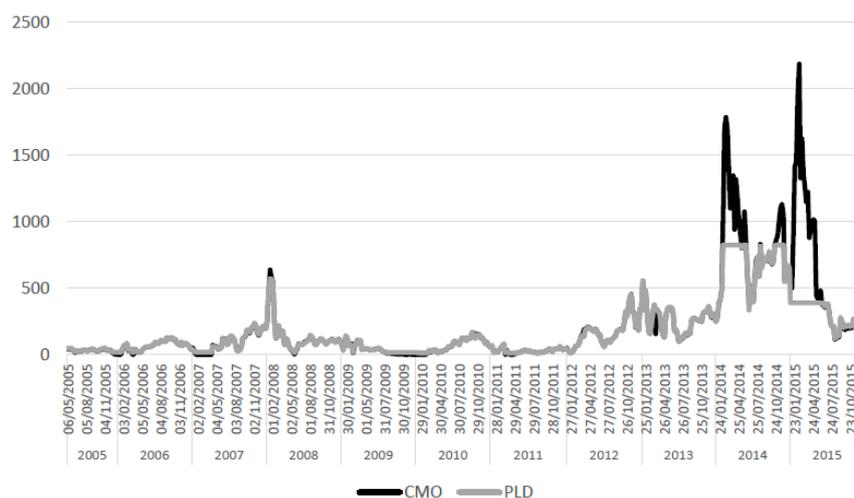


Figura 18 – Evolução do CMO x PLD - Submercado SE/CO. Fonte: (DARWICHE, 2016)

Ademais, o *gap* entre o valor do PLD e o CMO no período estudado revelam que o preço *spot* não cobre os custos relacionados a geração térmica para manutenção da segurança do sistema. O aumento dos encargos de geração de energia desempenham o papel de complementaridade dos custos referentes a geração.

Como foi falado no Capítulo 1, o PLD é definido a partir do CMO, limitado pelo *range* máximo e mínimo estipulado pelo marco regulatório após o racionamento de 2001. Como consequência, as variações no despacho térmico provocam oscilações do preço *spot*. A evolução do PLD do Submercado SE/CO nos últimos anos é mostrada na figura 19. O PLD atingiu os maiores preços em fevereiro, março e abril de 2014, atingindo um valor de R\$822,83 R\$/MWh. Os valores do PLD permaneceram altos durante todo o período entre 2012 e 2015 e gerou grandes impactos negativos aos fluxos de caixa das empresas que precisavam adquirir energia no mercado de curto prazo.

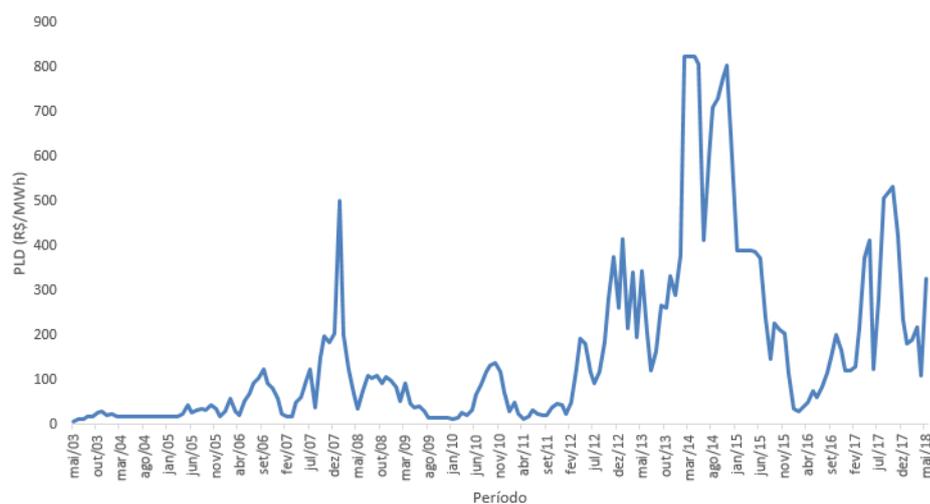


Figura 19 – Evolução PLD - Submercado SE/CO. Fonte: (CCEE, 2018d)

O cenário desfavorável levou a necessidade de economizar água e reduzir a alocação de energia às usinas participantes do MRE. Conforme mencionado, quando a produção total de energia das usinas é inferior a garantia física total do MRE, o GSF fica abaixo de 100%. A baixa produção de energia das usinas participantes resultou em valores de GSF atipicamente baixos. Na figura 20, os dados revelam que antes de 2012, o risco hidrológico não foi tão elevado para os agentes do mercado de energia, e o GSF anual médio permaneceu acima de 100%, com existência de energia secundária na maioria dos meses. Situações adversas a este cenário começaram a ocorrer nos anos de 2014 e 2015, quando o GSF ficou abaixo de 100% durante todos os meses. Nestes anos, os valores médios anuais atingiram os piores valores desde a criação do MRE, e tem permanecido em baixa desde então.

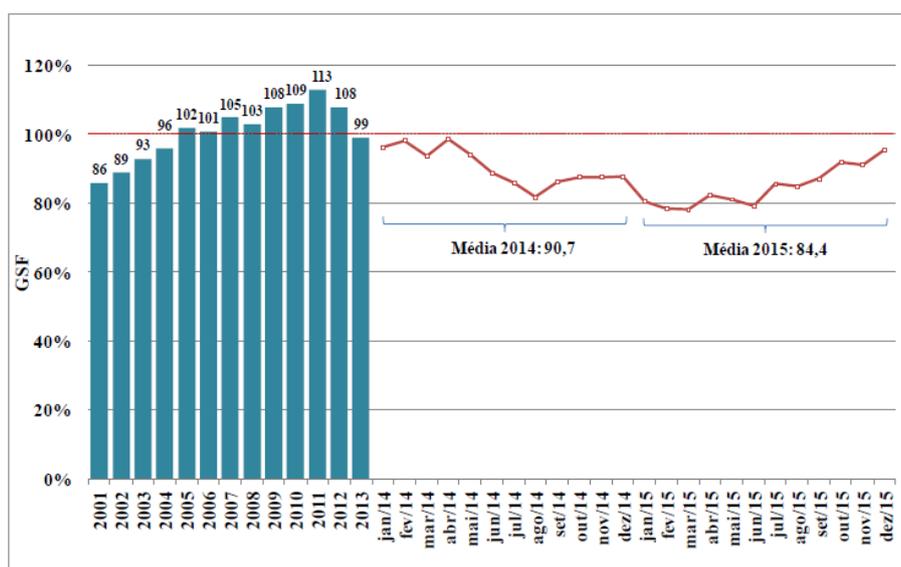


Figura 20 – Evolução do Ajuste do MRE (GSF). Fonte: (BRITO, 2016)

As contribuições feitas em Brito (2016), Brito et al. (2009), Darwiche (2016) abordam outros motivos que causaram a crise entre os anos de 2012 a 2015. Além dos fatores descritos neste capítulo, outros aspectos não hidrológicos impulsionaram o fato ocorrido, a saber:

- O crescimento de fontes de energia intermitente, como a eólica, na matriz energética nacional;
- A postergação da revisão das Garantias Físicas das usinas em operação comercial, que a princípio deveria ter acontecido em 2004 e foi adiada para 2016, e só veio a ocorrer em 2017;
- O aumento das tarifas devido a crise hídrica e a estagnação do crescimento econômico marcado pela redução da carga em 2015;

- Ausência de regras de operação e comercialização em casos extremos no SIN;
- A limitação do planejamento da operação pelo fato de não contemplar as fontes de Energia de Reserva no despacho centralizado, dentre outras.

Em virtude do caos vivido no setor elétrico, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 9/2014, e posteriormente a Audiência Pública nº 54/2014 para discutir os valores máximo e mínimo do PLD, e redefiniu os limites de preço do PLD, pela Resolução Homologatória nº 1.832/2014, que entraram em vigor a partir de 2015. O valor limites de PLD mínimo e máximo passaram de R\$15,62/MWh e R\$822,83/MWh para R\$30,23/MWh e R\$388,48/MWh, respectivamente (BRASIL, 2014). Os limites máximo e mínimo são reajustados anualmente pela ANEEL.

No entanto, somente esta medida não foi suficiente para conter a euforia pelo risco hidrológico, e compensar o não atendimento dos contratos e os impactos negativos financeiros causados pela grande exposição dos agentes no mercado spot. Os contratos do ACR deixa explícito que o risco hidrológico deve ser assumido pelo agente gerador e a criação do MRE atenuou os impactos deste risco. Todavia, a situação atípica limitou a capacidade dos agentes em absorver a magnitude destes prejuízos, uma vez que o MRE não foi capaz de manejar integralmente os efeitos dos riscos trazidos aos segmentos de geração.

Diante dessa situação, entre o final de 2014 e especialmente no ano de 2015, os agentes geradores se posicionaram frente ao enredo do GSF entrando com processos judiciais alegando a dificuldade de assumir o risco hidrológico. Os processos judiciais suspenderam a liquidação do Mercado de Curto Prazo no âmbito da CCEE, resultando em uma alta inadimplência no MCP.

O número de liminares cresceu de tal maneira que resultou em um montante de cerca de R\$2,4 bilhões que deixou de ser pago pelos agentes. Para suprir a falta de liquidez, o montante foi destinado aos agentes que não possuíam liminares. Em contrapartida, os agentes que não possuíam liminares contra a cobrança do GSF entraram com ações judiciais para conseguir liminares que impedissem estes agentes a arcar com os custos dos geradores que não estavam pagando seus débitos. Tal situação paralisou o mercado de energia, pois os recursos recebidos pelos devedores da CCEE não eram suficientemente alocados aos credores.

A Associação dos Produtos Independentes de Energia (APINE) e a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE), em representação dos agentes geradores, iniciaram um diálogo com a ANEEL, através da Audiência Pública nº 32/2015, alegando que tal situação inviabilizava o mercado brasileiro de energia e propondo a partilha do custo financeiro com os consumidores, pois a situação que o mercado se encontrava era causado por questões que iam além da hidrologia adversa, mas

por fatores imprevisíveis e não gerenciáveis pelos agentes. O detalhamento a respeito da posição da agência reguladora e dos agentes é apresentado na NT nº 38/2015, da ANEEL.

O período de negociação e propostas para repactuação do risco hidrológico foi longo. A AP nº 32/2015 teve 4 fases, com início em agosto e término em dezembro de 2015. Finalmente, a Medida Provisória nº 688/2015, convertida na Lei nº 13.203/2015 estabeleceu que o risco hidrológico suportado pelos agentes participantes do MRE poderia ser repactuado pelos geradores com os consumidores, mediante anuência da ANEEL. A Resolução Normativa nº 684/2015 regulamenta os critérios e as condições de anuência para repactuação do risco hidrológico para agentes do ACR e do ACL.

3.1.2 A Proposta de Repactuação do Risco Hidrológico

A Repactuação do Risco Hidrológico é uma medida criada para reduzir as perdas financeiras dos agentes participantes do MRE. Estas perdas foram causadas por uma exposição não gerenciável ao mercado de curto prazo, causado pela elevada estiagem que originou um déficit de geração no setor entre os anos de 2012 e 2015. A ideia é que as perdas financeiras sejam partilhadas entre os agentes com contratos de energia, tanto no ACL quanto no ACR, e os consumidores cativos a partir de janeiro de 2015 por meio de um prêmio de risco, que funciona como uma espécie de seguro para as usinas geradoras em condições de hidrologias desfavoráveis.

Esta medida propõe um fundo oferecido às usinas hidrelétricas participantes do MRE, vinculado a um mecanismo semelhante a um seguro, e pode ser utilizado para compensar as condições climáticas do mercado ou as decisões operativas realizadas pelo ONS no despacho centralizado. Em contrapartida, algumas condições são estabelecidas para favorecer ambas as partes envolvidas na repactuação do risco hidrológico.

3.1.2.1 A Repactuação do Risco Hidrológico no ACR

A repactuação com os consumidores no Ambiente de Contratação Regulado é efetuado por meio do prêmio de risco a ser depositado na Conta Bandeira. A participação no MRE, e os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) serem firmados com concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia definem os critérios que permitem a usina hidrelétrica a aderir esta medida. Estes contratos deveriam ter vigência mínima de pelo menos um ano, na ocasião era até 31 de dezembro de 2016.

O agente que decidir pactuar o risco hidrológico com o consumidor deve estar de acordo com as condições que os beneficiam também, pois o prêmio de risco não é um ganho para o gerador, e sim uma forma de minimizar os riscos relacionados ao déficit de geração. Por esta razão, o objetivo não é repassar somente o ônus financeiro em situações

de hidrologia desfavoráveis, mas também o bônus em situações de hidrologia favorável, de modo que esse bônus beneficie os consumidores com o desconto nas tarifas de energia elétrica.

Em outras palavras, o prêmio de risco é um benefício tanto para os geradores quanto para os consumidores. Em situações de mercado favoráveis, o GSF estará igual ou acima de 100% e haverá ganhos obtidos com a liquidação da Energia Secundária. Nestas situações parte destes ganhos devem ser repassados às distribuidoras por meio do prêmio de risco a ser creditado pelos geradores a Conta Bandeira. Da mesma forma, as distribuidoras beneficiam os consumidores cativos com a modicidade tarifária.

Em contrapartida, em situações de mercado desfavoráveis, onde o GSF é menor que 100%, haverá déficit de geração, e o prêmio de risco deve ser pago pelas distribuidoras para atenuar as perdas financeiras dos agentes geradores que tiveram que adquirir energia a um maior preço no mercado spot para liquidar seus contratos de venda.

A ANEEL para assegurar condições favoráveis tanto para os geradores quanto para os consumidores propôs variadas opções de repactuação do risco hidrológico. A estas variedades de opções denominam-se produtos de repactuação, ou produtos de adesão. Cada produto oferece diferentes níveis e classes de proteção, e da mesma maneira, a escolha do produto define a exposição do agente frente ao risco hidrológico.

Partindo desse pressuposto, os agentes podem optar pela repactuação a partir da escolha de três classes de produtos distintos: a classe P, SP e SPR, apresentados na tabela 1. Na Classe P, há o risco de revisão da garantia física, e o agente escolhe entre 12 níveis de produção contra o risco hidrológico, mas não é obrigado a compartilhar os ganhos com a liquidação da Energia Secundária decorrente das condições favoráveis de mercado.

As condições da Classe SP são praticamente as mesmas da Classe P, porém nesta classe o agente cede os direitos dos ganhos com Energia Secundária e aceita compartilhar os ganhos com a liquidação da Energia Secundária com os consumidores. Em virtude disso, a diferença explicada entre as duas classes afetam os valores dos prêmios de risco, sendo os produtos da Classe SP menores que o da Classe P.

Na Classe SPR há apenas um único produto de adesão que oferece proteção integral ao agente, e consiste na proposta inicial da ANEEL no período de negociação. O agente transfere todo o risco hidrológico e de redução da garantia física para o consumidor e em contrapartida, o prêmio de risco a ser pago equivale a 10% do preço do contrato. Neste produto de adesão, o agente é assegurado de perdas financeiras pela obrigação em honrar contratos atrelados ao montante inicial.

Tabela 1 – Produtos de Adesão para Repactuação do Risco Hidrológico.

Classe de Produto	Fator f	Produto de Adesão	Ganhos da Energia Secundária	Prêmio de Risco Unitário (R\$/MWh)
P	0	P100	Gerador	21,43
P	1	P99	Gerador	20,05
P	2	P98	Gerador	18,72
P	3	P97	Gerador	17,43
P	4	P96	Gerador	16,21
P	5	P95	Gerador	15,01
P	6	P94	Gerador	13,86
P	7	P93	Gerador	12,78
P	8	P92	Gerador	11,77
P	9	P91	Gerador	10,80
P	10	P90	Gerador	9,86
P	11	P89	Gerador	8,93
SP	0	SP100	Consumidor	17,84
SP	1	SP99	Consumidor	16,46
SP	2	SP98	Consumidor	15,12
SP	3	SP97	Consumidor	13,83
SP	4	SP96	Consumidor	12,61
SP	5	SP95	Consumidor	11,41
SP	6	SP94	Consumidor	10,27
SP	7	SP93	Consumidor	9,19
SP	8	SP92	Consumidor	8,18
SP	9	SP91	Consumidor	7,21
SP	10	SP90	Consumidor	6,26
SP	11	SP89	Consumidor	5,34
SPR	0	SPR100	Consumidor	10% do preço

Fonte: (BRASIL, 2015; BRASIL, 2018)

Os agentes dispõem de 25 produtos de adesão para escolher qual nível de confiança desejam repactuar. A variedade de produtos ampliam o leque de opções para os agentes sem comprometer os benefícios dos consumidores. Assim, o gestor pode utilizar ferramentas de gerenciamento de risco para definir quanto do orçamento ele está disposto para mitigar o risco hidrológico. Os prêmio de risco com os valores de 2018 atualizados para vigência em 2019 também são mostrados na tabela 1, publicados na Resolução Normativa nº 805/2018, da ANEEL. Estes preços são atualizados anualmente, de acordo com a variação do IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.

A Tabela 2 mostra os prazos de postergação do pagamento do prêmio de risco referente ao ressarcimento do resultado de 2015, apresentados na Resolução Normativa nº 684/2015, da ANEEL.

Tabela 2 – Prazo de postergação do pagamento do prêmio de risco para ressarcimento do resultado de 2015.

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

Fonte: (BRASIL, 2015)

O repasse ao consumidor do risco hidrológico ocorre de forma retroativa. Este repasse se deu por meio do ressarcimento dos geradores através da postergação do pagamento do prêmio de risco durante o período suficiente até sua amortização. Os valores referentes ao déficit hídrico em 2015 variam de acordo com o produto escolhido pelo agente, variando também o período de postergação para cada produto de adesão, como pode ser observado na tabela 2. Caso a outorga do agente possua expiração antes do prazo para ressarcimento do déficit hídrico de 2015, o agente terá extensão de outorga. Neste período, o agente poderá comercializar energia no mercado livre ou por meio de recontratação no mercado regulado.

3.1.2.2 A Repactuação do Risco Hidrológico no ACL

A metodologia utilizada para a repactuação do risco hidrológico no ACL possui algumas distinções. As regras são aplicadas tanto para as usinas com contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), quanto para empreendimentos de geração que possui parte da sua energia descontratada no ACR.

Nesta modalidade, não há transferência de risco, e sim transferência de proteção (*hedge*) ao risco hidrológico. Anteriormente, a Energia de Reserva era exclusivamente dos consumidores, porém com a nova proposta os agentes geradores possuem direitos sobre a quantidade de energia de reserva existentes, assegurado pelo pagamento de risco a ser depositado na Conta de Energia de Reserva - CONER.

A transferência de energia de reserva da CONER será transferida para os agentes geradores para liquidação no mercado de curto prazo, de acordo com os montantes a serem liquidados no MCP definidos pelo agente. O montante deve ser no mínimo 5% da garantia física da usina e no máximo pela quantidade de energia de reserva contratada até o último mês de 2015. O agente possui um período de 4 anos para utilizar esta Energia de Reserva, e caso opte pela contratação adicional de Energia Reserva, a mesma ocorrerá em leilão específico, em 2019.

Vale ressaltar que no ACL há um único produto de adesão. O prêmio de risco a ser depositado mensalmente pelo gerador na conta CONER é de R\$2,10/MWh de energia de reserva adquirida. A exigência mínima de 5% da GF como Energia de Reserva resulta em um pagamento mínimo de R\$10,50/MWh. A vantagem de adquirir essa espécie de seguro para os agentes geradores do ACL está no fato da receita obtida com a liquidação da Energia de Reserva em cenários de alto PLD ajudam a reduzir os impactos negativos e a volatilidade dos fluxos de caixa da usina.

As grandes perdas financeiras de 2015 também podem ser repactuados utilizando a energia de reserva. O valor a ser ressarcido referente a 2015 é resultado dos excedentes financeiros da CONER no mesmo ano, e repassado ao gerador de acordo com a quantidade repactuada em relação ao total de energia de reserva contratada em 2015.

Para as usinas que tinham interesse em repactuar o risco hidrológico com compensação das perdas financeiras de 2015 o prazo ocorreu até dia 15 de janeiro de 2016. Qualquer usina que desejar repactuar o risco hidrológico sem compensação as perdas do ano de 2015 devem expor seu interesse até o dia 30 de setembro de cada ano para início de vigência no ano superior a repactuação. Por exemplo, se em 2018 uma usina desejar transferir o risco hidrológico aos consumidores, a mesma deve se manifestar até 30 de setembro de 2018 para que as regras da repactuação sejam vigentes já no ano de 2019.

Nesta monografia não será abordada detalhadamente as condições e cenários de repactuação no ACL pois desde que foi lançada nenhum agente aderiu a proposta neste

ambiente de contratação. A justificativa da baixa aceitação se dá devido a portfólio variado de geração de energia que os agentes dispõem para garantir seus níveis de *hedge*. A essência do ambiente de contratação o livre onde as condições dos contratos podem ser estabelecidas de forma bilateral pelas partes interessadas diminuem a atratividade do mecanismo frente ao risco hidrológico, pois os mesmos podem negociar suas próprias condições de mitigação do risco.

De outra forma, o ACR apresentou um cenário diferente. A medida proposta pela ANEEL obteve grande aceitação para os agentes regulados, que repactuaram o equivalente a 56% da GF das usinas participantes do MRE, em destaque a adesão aos produtos da classe SP, mostrando que os agentes preferem compartilhar os ganhos de energia secundária ao pagamento mais elevado do prêmio de risco. Esta escolha é justificada no fato de que depois da crise entre 2012 e 2015, a evolução do GSF obteve melhora porém não retornou as condições predominantemente favoráveis que eram registradas antes da crise, e apenas alguns meses dos anos há energia secundária no MRE, especialmente no período úmido.

Neste capítulo discutiu-se o problema a ser estudado por meio de um levantamento de dados que caracterizavam o cenário em que os agentes do setor elétrico estavam antes da criação da regulação. Também foram explicadas as regras de adesão à repctuação, bem como as características de cada produto de adesão. No próximo capítulo serão abordadas as premissas utilizadas nas simulações, bem como os resultados e discussões a respeito da análise da medida regulatório para os agentes do setor elétrico.

4 Resultados e Discussões

Por meio da metodologia descrita, neste capítulo são apresentados os resultados da estimativa do prêmio de risco para 2018, e ainda, a análise do impacto financeiro desta medida regulatória no setor elétrico brasileiro.

4.1 Estimativa do prêmio de risco das usinas geradoras em 2018

Conforme dito anteriormente, antes da realização das simulações foi necessário o levantamento de todas as usinas que repactuaram, bem como suas características técnicas e comerciais. Tendo em vista que o gerador pode optar pela repactuação até 30 de setembro do ano anterior ao início da vigência da repactuação (BRASIL, 2015), a relação das usinas que aderiram o repasse do risco hidrológico ao consumidor até 2018, e seus respectivos produtos de adesão, representados pelo fator f , que indica o risco assumido pelo empreendedor segue disponibilizada no apêndice C.

Se " f " é o risco assumido pelo empreendedor, o produto de adesão escolhido foi $(1-f)$, e conseqüentemente indica em qual nível de GSF o risco é transferido ao consumidor. Por exemplo, se o fator f de dado empreendedor é 0.08, o produto de adesão escolhido é o SP92 e, sendo o GSF menor que 92% o agente gerador irá receber um prêmio de risco a ser pago pelo consumidor, repassado pela distribuidora. Quando o GSF tiver valores entre 0.92 e 1, o agente está assumindo o risco para si.

Antes de iniciar os cálculos, foi investigado quais empreendedores desistiram da repactuação com o intuito de melhorar as estimativas. Neste caso, os únicos foram as usinas Buriti (ACEP) e Colider. Ao analisar quais submercados tiveram maior aderência à regulação, pôde-se perceber que das 151 usinas do ACR que optaram transferir o risco ao consumidor, a grande maioria das usinas pertencem ao submercado SE/CO com um percentual de 62% sobre o total, seguido do Sul com 25%, Norte com 9%, e por último o Nordeste com 4%, conforme pode-se ver na figura 21.

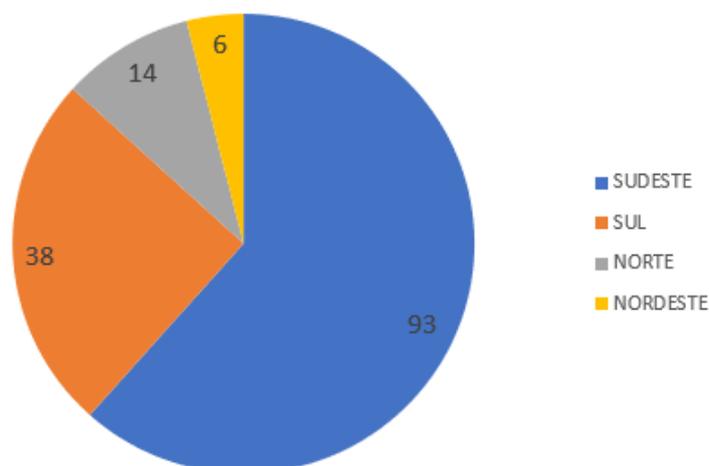


Figura 21 – Quantidade de usinas que aderiram à repactuação do risco hidrológico até o ano de 2018 por submercado. Fonte: Autor

A simulação histórica serviu como base para emular o modelo computacional que foi utilizado para calcular o prêmio de risco em 2018. Houve diferença nos *inputs* entre as simulação de cada ano, pois a garantia física de várias usinas foi ajustada no ano de 2018, após a 1ª Revisão Ordinária de Garantia Física no MRE, assim como o fator de rateio de perdas - que pode variar mensalmente. Além disso, como a rodada de cálculos dos anos de 2016 e 2017 fazia utilização de dados de PLD e GSF retroativos e consolidados - publicados nos relatórios do sítio eletrônico da CCEE, foi utilizado apenas 1 cenário, que consiste no cenário real.

No âmbito da sazonalização para a repactuação do risco hidrológico, no ano de 2017 observou-se uma particularidade que não acontece há alguns anos: a existência de energia secundária, no mês de fevereiro, como pode ser visto na Tabela 4. Conforme dito no capítulo 1, quando o GSF é maior que 100%, há energia secundária e esse direito de energia é valorado ao PLD e repassado aos consumidores. No entanto, o valor do GSF *flat* de 101.1%, indicou que apenas uma quantia irrisória foi repassado ao consumidor, o corresponde à 1.1% da geração total agregada do MRE. Ademais, no mesmo período observaram-se valores baixos de PLD nos submercados do SIN, como pode ser visto tabela 3, em destaque o Norte que apresentou o valor mais baixo, 82.18 R\$/MWh, com uma diferença de apenas 48.5 R\$/MWh em relação ao piso estabelecido pela ANEEL.

Observando isso, ao quantificar a quantidade de meses em que houve energia secundária desde a crise hídrica no país em 2014 e 2015, percebeu-se que o cálculo do valor da energia secundária não era tão primordial na simulação pois esses valores são diferentes de zero apenas em meses atípicos, segundo o histórico dos dados de GSF fornecidos pela CCEE. Os dados do preço *spot* e do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico serão apresentados nas tabelas 3 e 4.

Tabela 3 – Valores de PLD médio consolidados no ano de 2017

Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
Jan-17	121.44	121.44	139.25	121.44
Feb-17	128.43	128.43	164.66	82.18
Mar-17	216.24	216.24	284.01	33.68
Apr-17	371.47	371.47	372.41	33.68
May-17	411.49	411.49	418.2	171.95
Jun-17	124.7	65.91	143.59	128.96
Jul-17	280.81	280.81	280.81	280.81
Aug-17	505.95	505.95	505.95	505.95
Sep-17	521.83	521.83	521.83	521.83
Oct-17	533.82	533.82	533.82	533.82
Nov-17	425.17	425.17	425.18	425.18
Dec-17	235.07	235.29	234.2	233.27

Fonte: (CCEE, 2018c)

Tabela 4 – Valores de GSF consolidados no ano de 2017

GSF para fins de Repactuação do Risco Hidrológico	
Jan-17	0.966
Feb-17	1.011
Mar-17	0.965
Apr-17	0.823
May-17	0.793
Jun-17	0.787
Jul-17	0.684
Aug-17	0.657
Sep-17	0.674
Oct-17	0.686
Nov-17	0.716
Dec-17	0.801

Fonte: (CCEE, 2018c)

O cálculo do valor do resultado final do repasse do risco hidrológico para cada usina geradora, bem como seus valores de energia secundária foram feitos com êxito, e os resultados permaneceram dentro da margem de erro dos 5%, que é considerado uma margem de confiabilidade ideal para a ordem de grandeza dos valores trabalhados no presente estudo. As causas que justificam os resultados terem divergido do valor consolidado nos relatórios da CCEE são:

- Os valores do cálculo do prêmio de risco pela CCEE são calculados com o preço *spot* por patamar e por semana, enquanto no modelo do presente trabalho utiliza-se o PLD médio. Assim, é normal que hajam diferenças pois o preço *spot* considerado

neste modelo é uma aproximação aritmética dos valores de PLD naquele mês. Essa diferença se torna ainda mais notável quando há uma grande diferença no valor do PLD dentro das semanas do mesmo mês.

- Aproximação do fator de rateio das perdas de geração (UXP_GLF) pela média do ano anterior e/ou do presente ano.
- O fator comercial e o fator de disponibilidade são desprezados. Embora muitas vezes ele seja igual a 1, essa regra não se aplica a todas as usinas e conseqüentemente acaba ocasionando uma pequena defasagem nos resultados.

O modelo computacional previamente validado foi utilizado para simular o ano de 2018 por meio do Método de Monte Carlo. As figuras 22 e 23 mostram a representação gráfica dos 1200 cenários de PLD e GSF. A amostra foi dividida em percentis que mostram a distribuição de probabilidade das estimativas. A média de todos os cenários é mostrada pela linha com marcadores nos dois gráficos.

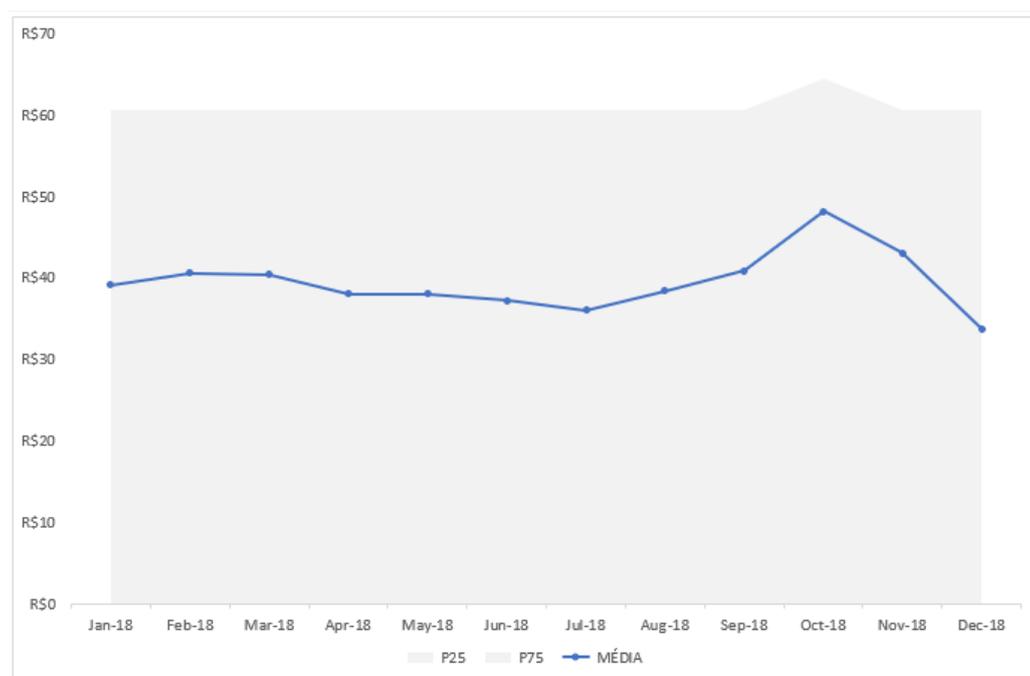


Figura 22 – Projeção dos 1200 cenários do PLD. Fonte: Autor

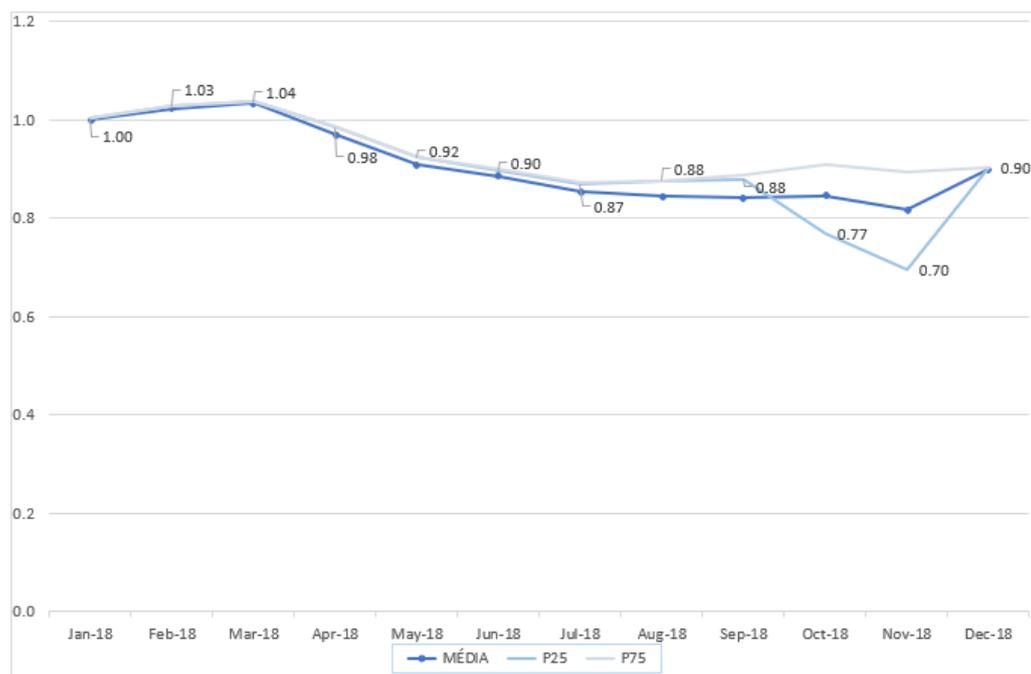


Figura 23 – Projeção dos 1200 cenários de GSF. Fonte: Autor

Pode-se perceber que os resultados do estudo geraram cenários em baixa, caracterizando uma perspectiva de preços mais baixos para 2018. Esse fato se dá pelas políticas utilizadas na simulação, e pelo fato do modelo de previsão de vazões considerar realizações passadas na geração de suas séries sintéticas. A atualização dos dados de entrada, como a política operacional e um PMO mais recente, permitirá a atualização das projeções e diminuição da margem de erro da estimativa para o ano em que se deseja analisar.

Os fatores mais relevantes na simulação de Monte Carlo para gerar resultados que se aproximam do real serão detalhados a seguir.

- Escolha das distribuições de probabilidade: como já havia dados históricos dos fatores de risco (PLD e GSF), e também dados históricos do efeito de repasse do risco hidrológico, não foi necessária a geração de números aleatórios para realizar a simulação. Os números utilizados são séries sintéticas que são resultados dos modelos computacionais Newave e Decomp. Esse fato permite que os cenários sejam efeito das premissas de política de operação e meteorológicas.
- Desvio padrão dos cenários - o desvio padrão dos cenários reflete o grau de incerteza sobre a variável e quanto maior o desvio padrão, maior o grau de incerteza. Como exemplo, pode-se citar o PLD. Embora haja um grau de certeza em relação ao preço da energia, sabe-se que estes valores não podem ultrapassar os limites de mínimo e máximo estabelecidos por lei. Então, o desvio padrão dos cenários utilizados não podem ser maior que a diferença entre o limite e máximo, pois qualquer preço fora desse *range* de preços é impraticável.

- Quantidade de cenários - quanto mais valores simulados, mais próximo o resultado será do real. Ademais, a simulação com mais valores permite a melhor visualização da variável e permite o cálculo dos quartis com mais precisão.

A simulação de Monte Carlo permitiu conhecer não apenas os valores do repasse do risco hidrológico que podem ocorrer, mas também qual a probabilidade da realização destes valores. Esta é uma das vantagens em utilizar esse método na análise do prêmio de risco. As figuras 24 e 25 mostram o histograma que representa a probabilidade de cada prêmio de risco.

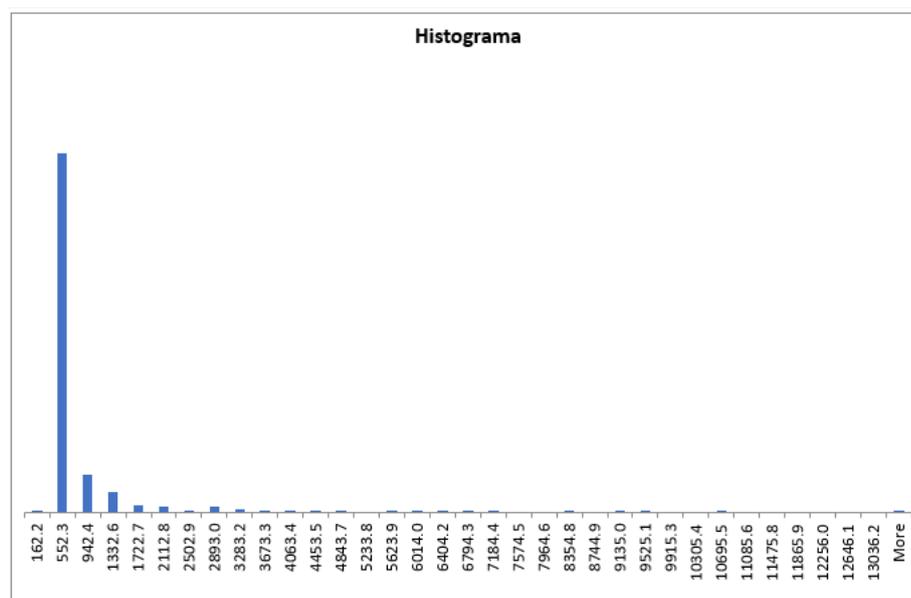


Figura 24 – Histograma da Simulação do Efeito de Repactuação do Risco Hidrológico (ERRH) no ano de 2018, em milhões de R\$. Fonte: Autor

Pode-se perceber que nos cenários utilizados há uma maior frequência de valores entre R\$550 milhões a 3 bilhões por ano. A cauda do histograma apresenta maiores valores, porém com menor frequência. Estes cenários compõem a cauda pesada do histograma, onde estão os valores de maior perda potencial.

Após filtragem dos dados, é possível analisar a cauda do histograma mais detalhadamente na figura 25. Observa-se que pelo gráfico que as perdas são ainda maiores, variando entre R\$4 a 13 bilhões para cenários atípicos. Estes cenários podem ocorrer quando há maior degradação do GSF em casos da possível ocorrência de uma condição adversa de seca no Brasil novamente. Para fins de comparação, no ano de 2017, o valor total de repasse do risco hidrológico foi de aproximadamente R\$6 bilhões de reais, o que significa que se faz necessário uma métrica que atribua maior certeza a respeito dos possíveis cenários.

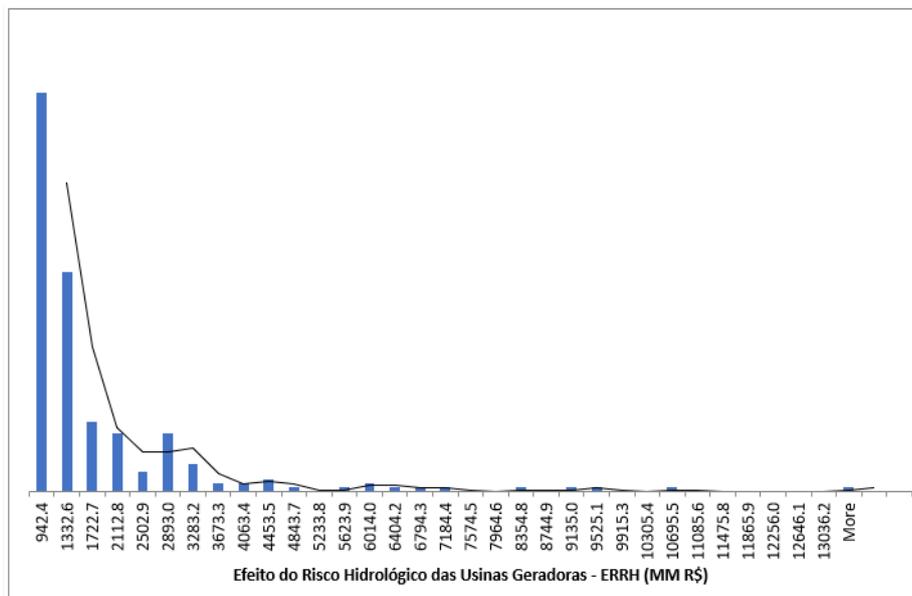


Figura 25 – Representação da cauda da curva de distribuição de probabilidade. Fonte: Autor

Para que ocorra uma investigação mais apurada, a figura 26 mostra as curvas de distribuição de probabilidade dos resultados simulados para 2018. Pelo gráfico, é possível analisar o valor total de prêmio de risco para todas as usinas que repactuaram o risco hidrológico, mostrada pelo gráfico de área cinza. Dentro da área amostral, estão dispostas as curvas de distribuições para cada submercado. A soma de todas as curvas preenche a área total e fornece o valor de ERRH para todos os submercados do país.

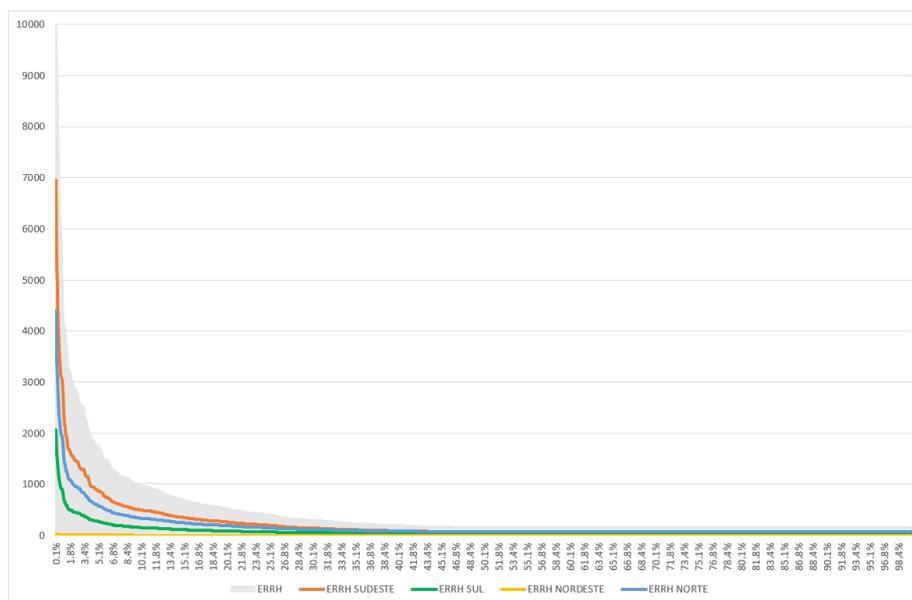


Figura 26 – Curvas de Distribuição de Probabilidade do Efeito de Repactuação do Risco Hidrológico das Usinas que aderiram à Repactuação do Risco Hidrológico. Fonte: Autor

Ao analisar o gráfico, é possível perceber que o submercado mais impactado é o Sudeste, e por isso será o submercado cuja investigação do impacto financeiro foi mais aprofundada. Outra informação interessante é a curva de probabilidade do submercado Norte estar superior à curva do submercado Sul, representadas pelas linhas azul e verde, respectivamente. Conforme foi visto na figura 21, a quantidade de usinas que repactuaram o risco hidrológico no Norte foi bem inferior ao submercado Sul. Mesmo com aproximadamente um terço das usinas comparadas ao total de usinas do Sul, os valores do ERRH são maiores pois no Norte há usinas com maiores montantes repactuados, como Belo Monte, Tucuruí, Estreito e Santo Antônio do Jari.

Para análise dos riscos da carteira, este gráfico se mostra importante devido à melhor visualização dos cenários que podem ocorrer. Desta forma, infere-se pelo gráfico que pelos cenários simulados, existe 5% de probabilidade do valor de repasse do risco hidrológico ser R\$ 1.748 bilhões de reais. Da mesma forma, há 1% de chance do valor total de repasse do risco hidrológico (VTRRH_ACR) assumir o valor de R\$4.6 bilhões de reais. Quanto ao mínimo valor esperado, existem 90% de chance do valor do risco hidrológico a ser rateado pelas distribuidoras e repassado ao consumidor ser de R\$163.5 milhões de reais.

Conforme discutido anteriormente, o VaR indica o valor da perda potencial mínima que poderá ocorrer em dado intervalo de confiança. Desta maneira, o VaR(95) indica o valor do prêmio de risco mínimo nos 5% piores cenários, considerando toda a amostragem dos resultados. Estas foram as mesmas informações inferidas na figura 26. Conclui-se então que as informações mostradas nas curvas de distribuição de probabilidade representam o *Value at Risk* (VaR) para diferentes intervalos de confiança.

Todavia, se determinado *player* estiver analisando o risco da sua carteira, considerando um intervalo de confiança de 95%, e ainda optar por utilizar o gráfico como referência, o mesmo não terá conhecimento do prejuízo em sua carteira caso ocorra um cenário hidrológico adverso. Para solucionar este problema, utiliza-se o CVaR, cuja discussão foi apresentada no capítulo 2.

Sabe-se que o CVaR indica as perdas potenciais que ultrapassam o intervalo de confiança através do cálculo da média das perdas que excedem o VaR. Para melhor entendimento, vamos utilizar o mesmo exemplo citado nos parágrafos anteriores. Entendeu-se que o VaR(95) será o valor no gráfico referente à 5%, isto é, R\$ 1.748 bilhões de reais. Logo, por definição, o CVaR (95) será a média dos valores entre 0,1% a 5%, pois este intervalo de probabilidade compõem os valores que excedem a VaR(95).

Esta é a vantagem em utilizar a métrica CVaR na análise de riscos no mercado de energia. Sua aplicação permite que se obtenha uma carteira menos exposta aos valores extremos em comparação ao VaR, e faz-se possível obter uma árvore de cenários apenas mudando os valores de PLD e GSF.

CVAR USINAS ACR 2018

VaR (95)	R\$1,748,765,845.79	CVaR(95)	R\$3,651,185,918.16
VaR(99)	R\$4,613,065,096.56	CVaR(99)	R\$7,668,673,036.26
VaR(99.9)	R\$13,426,371,854.73	CVaR(99.9)	R\$13,426,371,854.73

Tabela 5 – Resultados dos valores de CVaR do valor total de repasse do risco hidrológico em 2018. Fonte: Autor

SUBMERCADO		RESULTADOS			
SUDESTE	VaR (95)	R\$878,645,767.01	CVaR(95)	R\$1,861,516,326.16	
	VaR(99)	R\$2,376,755,827.94	CVaR(99)	R\$3,940,313,128.46	
	VaR(99.9)	R\$6,945,717,275.34	CVaR(99.9)	R\$6,945,717,275.34	
SUL	VaR (95)	R\$272,471,099.00	CVaR(95)	R\$565,192,116.33	
	VaR(99)	R\$709,016,311.88	CVaR(99)	R\$1,180,835,108.90	
	VaR(99.9)	R\$2,058,023,320.04	CVaR(99.9)	R\$2,058,023,320.04	
NORDESTE	VaR (95)	R\$4,227,441.81	CVaR(95)	R\$8,787,822.53	
	VaR(99)	R\$11,035,471.79	CVaR(99)	R\$18,373,072.69	
	VaR(99.9)	R\$32,050,871.08	CVaR(99.9)	R\$32,050,871.08	
NORTE	VaR (95)	R\$589,320,360.06	CVaR(95)	R\$1,216,180,610.84	
	VaR(99)	R\$1,516,257,484.95	CVaR(99)	R\$2,529,151,726.21	
	VaR(99.9)	R\$4,390,580,388.26	CVaR(99.9)	R\$4,390,580,388.26	

Tabela 6 – Resultados dos valores de CVaR do valor total de repasse do risco hidrológico por submercado. Fonte: Autor

As tabelas acima mostram os valores de VaR e CVaR para os intervalos de confiança de 95%, 99% e 99,9%. Os resultados foram agrupados considerando todas as usinas que aderiram à regulação, e em seguida foi realizada a agrupagem dos resultados por submercado.

Os valores entre o VaR e o CVaR são expressivos. Os resultados mostram que em cenários atípicos, o prejuízo pode ser ainda mais considerável para os agentes distribuidores, com uma diferença em bilhões de reais a ser repassado para os consumidores, demonstrando a importância em fazer estas considerações na análise de risco. Ciente dessas informações os agentes podem programar seus fluxos de caixa e traçar suas estratégias de mercado para mitigar ou reduzir os riscos, bem como adequar seus planos de negócios para despesas que antes de 2015 não foram contempladas.

4.2 Análise do Impacto Financeiro causado pela Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro

Na seção anterior foram apresentados os resultados da estimativa do prêmio de risco para 2018 utilizando Método de Monte Carlo e analisando o risco por meio do

Conditional Value at Risk, ou CVaR. Os números revelam quão grande pode ser o impacto financeiro para as distribuidoras e para os consumidores, e como a análise de riscos pode auxiliar os empreendedores a reduzirem ou mitigarem os impactos desta regulação em seus fluxos de caixa.

Nesta seção será feita uma análise estatística do impacto financeiro causada pela repactuação do risco hidrológico para os consumidores de energia elétrica. Esta análise foi realizada utilizando os dados consolidados publicados pela CCEE e pela ANEEL nos relatórios de Conta Bandeiras e InfoMercado, conforme metodologia descrita no capítulo 1.

Percebeu-se pelos resultados das estimativas e pelo gráfico das usinas que repactuaram, mostrado na figura 21, que as usinas do submercado SE/CO possuem maior representatividade no valor total de repasse do risco hidrológico. Tratando-se do impacto financeiro desde a criação da regulação, a figura 27 abaixo revela os valores percentuais dos resultados consolidados por submercado.

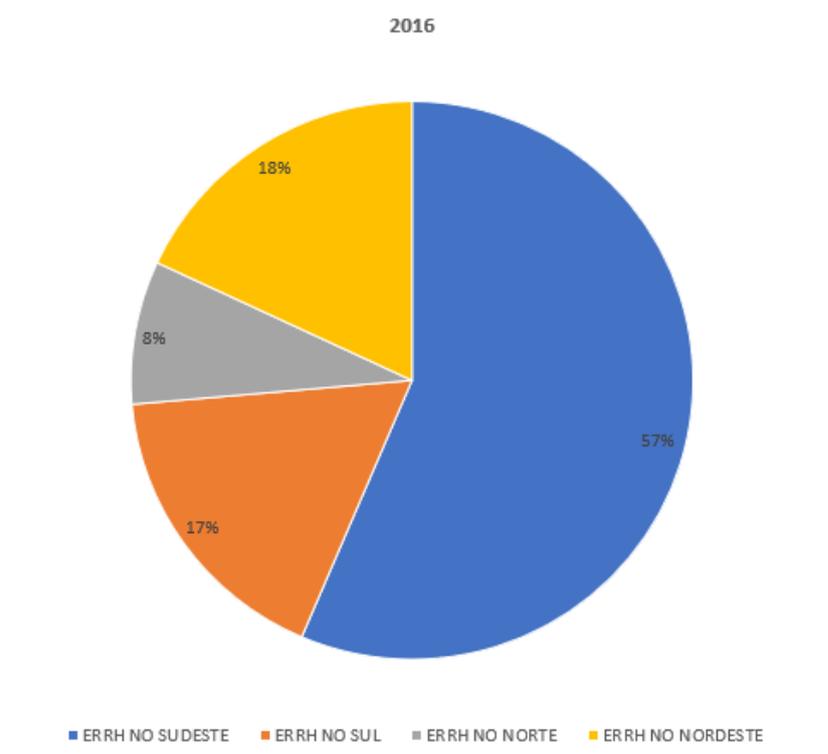


Figura 27 – Participação de cada submercado no valor total do repasse do risco hidrológico em 2016. Fonte: Autor

Em 2016, o valor total rateado pelas distribuidoras foi de R\$1,23 bilhões de reais, onde as usinas do submercado SE/CO foram responsáveis por 57% do recebimento desse valor que foi rateado pelas distribuidoras e repassado aos consumidores por meio das bandeiras tarifárias e do reajuste tarifário. O Nordeste foi responsável por 18%, seguido do Sul com 17% e por fim, o Norte com 8%. Esses dados são representados no gráfico da

figura 27. Em 2017, o valor total repassado aos agentes geradores foi de R\$6,1 bilhões. O motivo deste aumento foi a hidrologia adversa ainda mais severa no ano de 2017, conforme mostrado no capítulo 3. Segundo a relação de usinas que repactuaram o risco hidrológico, destaca-se também a maior adesão dos agentes geradores à medida regulatória em relação a 2016, e por isso o impacto financeiro para as concessionárias de energia elétrica foi superior.

No início deste capítulo foi descrito brevemente a composição dos custos das concessionárias de energia elétrica. Os relatórios com os resultados da Conta Bandeiras são publicados mensalmente pela ANEEL. Os custos do MCP direcionado às distribuidoras dependem basicamente da exposição no mercado de curto prazo, do acionamento dos empreendimentos térmicos com contrato no ambiente regulado, do efeito de repactuação do risco hidrológico das usinas cotistas, do ACR e de Itaipu, dos encargos de serviços do sistema e por fim do ressarcimento da Conta de Energia de Reserva (CONER).

Após análise dos resultados consolidados, pôde-se perceber que estas variáveis no entanto nem sempre são custos das distribuidoras. Estas conclusões serão explicadas a seguir.

A exposição regulatória no mercado de curto prazo pode afetar indiretamente as distribuidoras e, portanto, gerar uma exposição que pode ser positiva ou negativa no MCP. Quando a exposição é negativa, os agentes distribuidores têm que arcar com os custos e repassar aos consumidor na Conta Bandeiras. No entanto, quando há exposição positiva, a variável total mensal do mercado de curto prazo (TM_MCP) deixa de ser um custo da distribuidora, e torna-se uma receita, pois, segundo (BRASIL, 2015), após a repactuação do risco hidrológico, esses ganhos também devem ser compartilhados ao consumidor.

O ressarcimento da Conta de Energia de Reserva (CONER) também pode deixar de ser despesa das distribuidoras e se tornar receita, ocasionalmente. Os Contratos de Energia de Reserva são instrumentos de receita fixa que estabelecem uma quantidade de energia que deve ser gerada anualmente para garantir a segurança do fornecimento do SIN. Pelo fato do objeto contratual ser proveniente de fontes renováveis, que muitas vezes são intermitentes, como exemplo as energias provenientes das fontes eólica, solar ou biomassa, caso as obrigações de entrega de energia não sejam cumpridas, esses agentes devem ressarcir os consumidores pelo não cumprimento, independente de este fato ser ocasionado pela intermitência ou sazonalidade da fonte. Assim, as distribuidoras podem ter parte de sua receita composta pelo ressarcimento da CONER. Além disso, os efeitos dos Contratos de Itaipu também podem tornar-se receitas.

Logo, analisando o fluxo de receitas e custos mensais das distribuidoras em 2016 e 2017, disponível no relatório de Conta Bandeiras, e considerando como receita os valores com sinal negativo, e as despesas como sinal positivo, a análise da participação do risco hidrológico das usinas do ACR nos custos das distribuidoras são quantificados de acordo

com a equação 4.19, e os resultados serão apresentados a seguir.

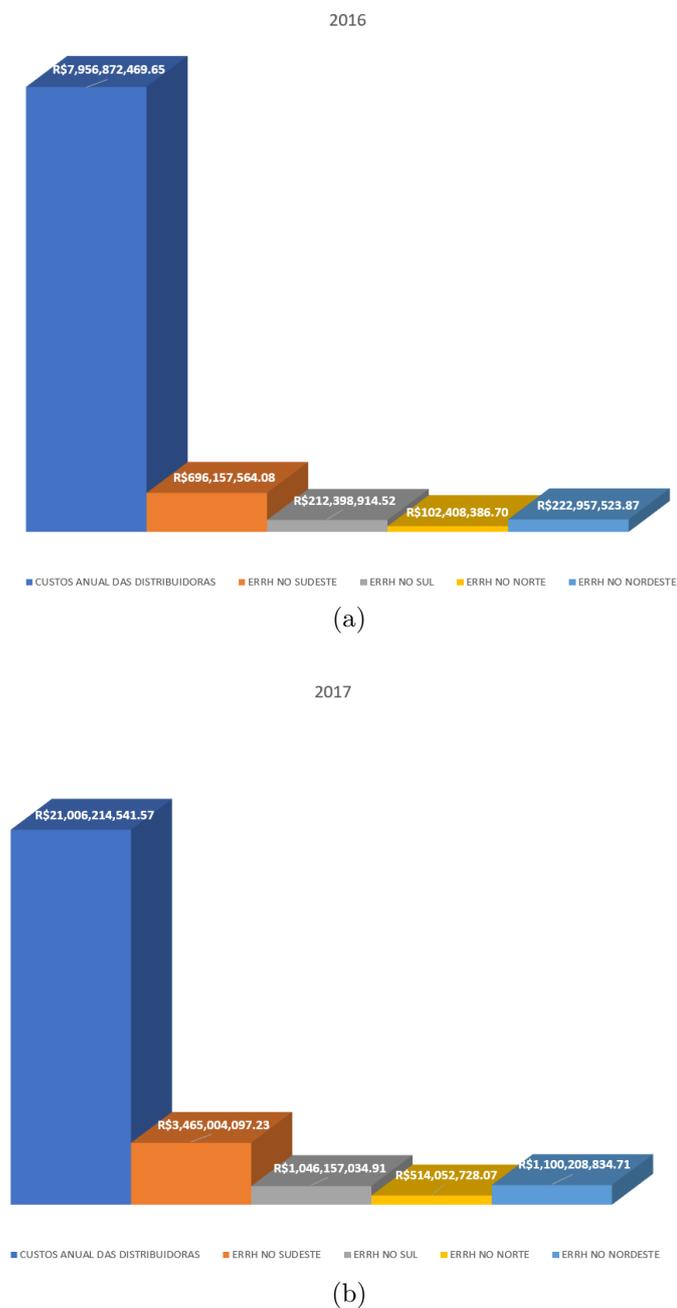


Figura 28 – Participação do efeito de repactuação do risco hidrológico de cada submercado no custo anual das distribuidoras no MCP (a) em 2016. (b) em 2017. Fonte: Autor.

Nas figuras 28a 28b, são comparados em cada ano, os valores totais de risco hidrológico em cada submercado em relação à soma dos custos no MCP das distribuidoras. Essa análise foi feita pelo fato do valor total de repasse do risco hidrológico ser rateado de acordo com o consumo de cada distribuidora. Portanto, o valor final da repactuação está incluso totalmente nos custos das distribuidoras no MCP, representados pela caixa azul nos gráficos acima.

Os custos das distribuidoras no MCP em 2016 foram aproximadamente R\$7.9 bilhões. Cerca de 9% deste montante é efeito do ERRH do submercado SE/CO, 3% do Nordeste e do Sul, e 1% do Norte, totalizando uma participação de 16% em 2016 nos custos anuais das distribuidoras de energia elétrica, conforme pode ser visto na figura 28a.

Já em 2017, pode-se ver a participação pela figura 28b. O montante de custos mensais descritos na Conta Bandeiras foi de aproximadamente R\$6,1 bilhões, onde 29% foi participação da repactuação do risco hidrológico com percentuais de 16%, 5%, 5%, e 2% para os submercados SE/CO, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Para ilustrar melhor o impacto causado, as figuras 29 e 30 mostram a contribuição do ERRH no custo anual de cada agente distribuidor no MCP do submercado SE/CO, considerado no relatório da Conta Bandeiras em 2016 e 2017. Pode-se perceber que os custos dos agentes são impactados expressivamente pela repactuação. A compensação dos prejuízos devido às condições meteorológicas podem prejudicar os agentes e todo o mercado de energia, gerando prejuízos bilionários, maior inadimplência no âmbito da CCEE, aumento das tarifas para os consumidores nos reajustes tarifários, bem como travamento da liquidez nas operações mensais da CCEE.

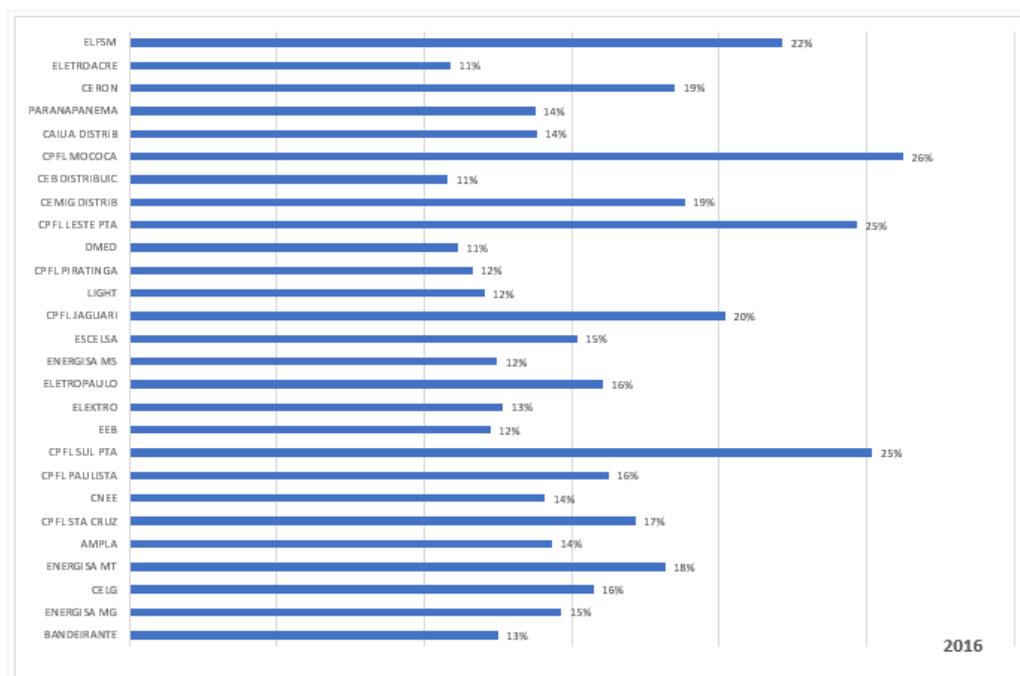


Figura 29 – Análise da contribuição do efeito de repactuação do risco hidrológico ao custo anual no MCP das distribuidoras por agente do submercado SE/CO em 2016. Fonte: Autor

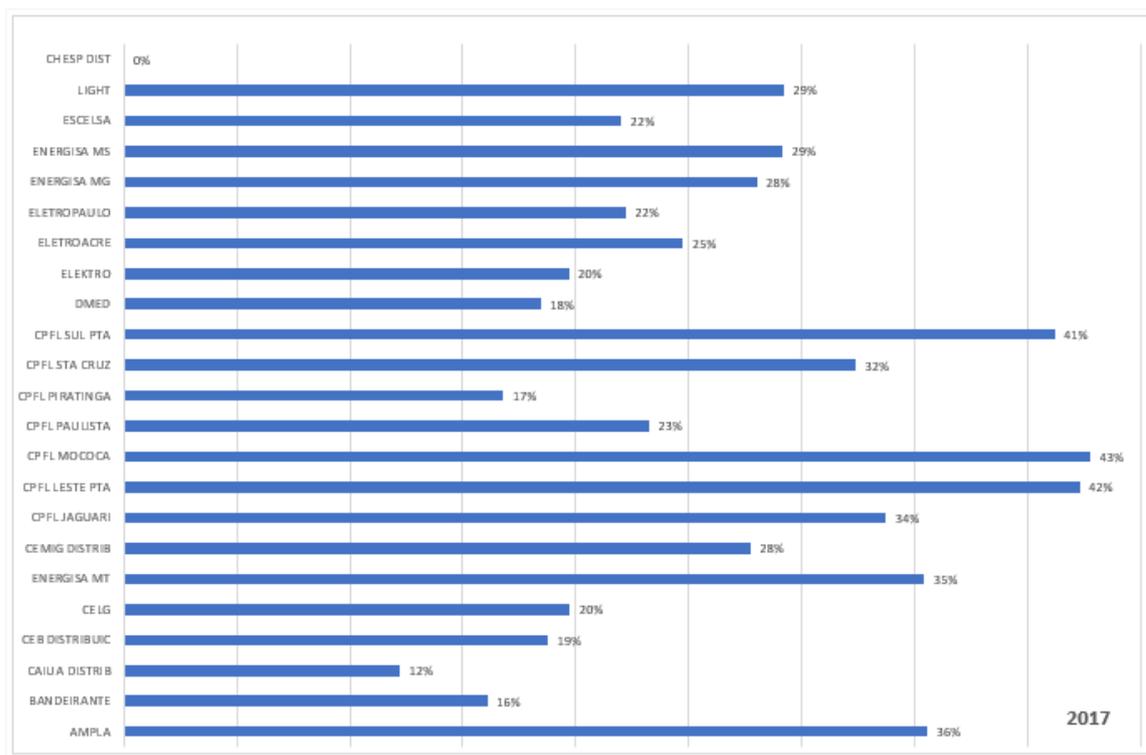


Figura 30 – Análise da contribuição do efeito de repactuação do risco hidrológico ao custo anual no MCP das distribuidoras por agente do submercado SE/CO em 2017. Fonte: Autor

Para o consumidor final, o impacto financeiro causado pela repactuação é refletido na tarifa de energia, pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias e pelo Reajuste Tarifário. Os valores das tarifas de energia elétrica buscam garantir receita suficiente para cobertura dos custos dos serviços de energia elétrica e retribuir os investimentos feitos para garantir segurança e qualidade do fornecimento. Os agentes distribuidores são regulados pela ANEEL, que é a responsável pelo cálculo da tarifa.

Baseando-se nestes princípios, a ANEEL considera os seguintes fatores na determinação da tarifa de energia: infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, incentivos à modicidade tarifária, sinalização ao mercado, etc. Basicamente, a tarifa é composta pelo custo de geração, o custo do transporte até as unidades consumidoras, e os encargos setoriais. Juntamente com esses custos, a tarifa também considera os tributos, tais como PIS/Cofins, ICMS, e entre outros. Estes custos são classificados em Parcela A e Parcela B.

A parcela A representa os custos com compra de energia, transmissão e encargos setoriais, e são denominados custos não gerenciáveis. Já a parcela B são os custos com distribuição de energia, e estes custos são gerenciáveis, pois são passíveis de investimentos para que haja melhoria na segurança e na qualidade do fornecimento. Em resumo, a tarifa de energia é composta por cerca de 53.5% pela Parcela A, 17% pela Parcela B, e 29.5% pelos tributos (ANEEL, 2018c).

O sistema de bandeiras tarifárias foi instituído a partir de 2015 para indicar se há, ou não, acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições meterológicas e operacionais. Este sistema é composto pela bandeira verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2. Na bandeira verde não há acréscimo sobre o valor da tarifa. A partir da bandeira amarela, as condições se tornam menos favoráveis e há um acréscimo para cada kWh consumido, sendo o acréscimo no valor de R\$0,010 para amarela, R\$0,030 para vermelha patamar 1 e R\$0,050 para vermelha patamar 2. Estes valores são corrigidos anualmente pela ANEEL para cada submercado (ANEEL, 2018c).

O acionamento das bandeiras tarifárias foi alterado pela Resolução Homologatória nº 2.392, de 24 de abril de 2018, que definiu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias. Anteriormente, o acionamento era definido com base no maior valor do Custo Variável Unitário (CVU) da última usina a ser despachada por ordem de mérito ou segurança energética.

Após o caos vivido no setor elétrico de hidrologia adversa desde o ano de 2013, a alteração das regras de acionamento das Bandeiras Tarifárias foi feita com o intuito de remediar os impactos causados pelo risco hidrológico. As novas regras estabelecem o acionamento das bandeiras tarifárias com base em duas novas variáveis: o *GSFband* e o *PLDgatilho*¹, que funcionam como limites de GSF e PLD para acionamento da remediação dos prejuízos causados pelo risco hidrológico repassando um custo adicional na tarifa do consumidor.

No entanto, parte deste montante não é capturado pelo acionamento das bandeiras, e de antemão é arcado pela distribuidora. Posteriormente, esse custo é repassado ao consumidor nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente para as distribuidoras.

Conclui-se que estas medidas têm sido as soluções adotadas pela ANEEL para remediar o problema do setor elétrico mas suas consequências têm gerado grandes entraves para os agentes geradores, distribuidores e consumidores finais.

Os agentes geradores são prejudicados por não poderem gerar os montantes de energia dispostos em seus contratos de venda de energia. O não cumprimento das obrigações os coloca em uma situação de exposição ao mercado de curto prazo. Além disso, as falhas da medida regulatória provocaram judicializações e discussões com a agência reguladora para tratar questões ainda existentes mesmo com a proposta da repactuação do risco hidrológico.

¹ O *GSFband* e o *PLDgatilho* são variáveis de referência para o acionamento das bandeiras tarifárias, onde o *PLDgatilho* é a referência de PLD médio mensal definido pela CCEE, e o *GSFband* é a razão entre a previsão de geração hidráulica total do MRE (de acordo com o PMO e ajustada pelos fatores de redução) e o volume médio de garantia física concebido para as Bandeiras Tarifárias (ANEEL, 2018c).

Uma das questões pendentes tratava a respeito da sustentação do custo com o despacho fora da ordem de mérito (GFOM) de termelétricas mais caras pelos agentes geradores. Para solucionar esse entrave, a ANEEL estabeleceu, na Resolução Normativa ANEEL nº 764, de 18 de abril de 2017, a metodologia para pagamento do custo de deslocamento de geração hidrelétrica pela geração termelétrica. O regulamento aprovado prevê que o agente gerador que foi deslocado, isto é, que não pôde gerar energia pois foi afetado pela GFOM, receba a diferença entre o valor do PLD daquele mês e o valor do $PLDx^2$ estabelecido para o ano de vigência (BRASIL, 2017).

Outra questão que ilustra as falhas na proposta regulatória de repactuação do risco hidrológico é a judicialização do GSF por questões que não são consideradas "risco hidrológico", como importação de energia e atrasos em projetos de transmissão, mas ainda assim tiveram que ser assumidas pelos geradores. As liminares impostas contribuem para o travamento dos bilhões de reais travados na CCEE desde 2016. A ANEEL está analisando a proposta de compensar esta falha por meio do oferecimento do direito à uma cota do saldo da CONER pelos agentes geradores, que hoje é destinada aos consumidores para compensar os aumentos nas tarifas. Este mecanismo ainda está em processo de discussão em audiências públicas.

Acredita-se ainda que os empreendedores que atuam como agentes de distribuição de energia elétrica estejam sujeitos a perdas mais significativas, pois a sustentação dos custos causados pelo risco hidrológico gerou prejuízos não gerenciáveis pelas distribuidoras, que não tiveram a opção participar ou não da repactuação, e tem desembolsado bilhões de reais para compensar os agentes geradores.

Por fim, desde 2015 houve um aumento considerável na tarifa de energia elétrica em todas as classes de consumo e submercados. Os danos causados na cadeia da geração e distribuição são repassados aos consumidores e a tarifa de energia elétrica tende a ser aumentada.

² O $PLDx$ expressa a mediana do histórico dos valores mensais do PLD desde 2001, e é divulgado anualmente, em janeiro, pela CCEE. Em 2018, o $PLDx$ é de R\$127,86 (BRASIL, 2017).

5 Considerações Finais

O objetivo desta monografia foi entender a crise hídrica e o déficit de geração de energia hidrelétrica que ocorreu no Brasil entre os anos de 2012 e 2015 e analisar os impactos causados pela criação da medida regulatória, criada pela ANEEL, no setor elétrico brasileiro. Para isso, realizou-se um referencial teórico e levantamento de dados para realizar análises preliminares a respeito do problema e concepção da proposta de análise da repactuação do risco hidrológico.

Os dados evidenciaram a escassez de água viva no Brasil. A degradação dos reservatórios culminou em um *stress* operativo financeiro, comercial e regulatório, gerando cenários atípicos na história do setor elétrico.

Os baixos índices de ENA mostraram que a energia hidrelétrica disponível atingiu valores irrisórios. Os níveis dos reservatórios levaram o ONS a reduzir a geração de energia das hidrelétricas no despacho centralizado e operar o setor com restrições operativas por meio de medidas de segurança energética. Esta situação contribuiu para o aumento da produção de energia por fonte térmica até quatro vezes mais quando comparado ao despacho térmico antes da crise (ALTIERI, 2017).

A redução na produção das usinas hidrelétricas participantes do MRE também resultou nos piores valores de GSF desde a criação do mecanismo. Assim, os agentes tiveram sua garantia física reduzida e ficaram expostos ao Mercado de Curto Prazo. No entanto, o preço da energia adquirida no MCP atingiu o valor máximo de R\$822,83/MWh, em fevereiro, março e abril de 2014, e permaneceu próximo ao limite máximo nos outros meses do ano.

O arranjo entre o preço elevado do PLD e os baixos índices de GSF causaram elevados índices de inadimplência e prejuízos bilionários, de até R\$20 bilhões de reais aos agentes do setor, que se manifestaram mediante processos judiciais e solicitaram o repasse dos prejuízos aos consumidores, pois os riscos eram não gerenciáveis e imprevisíveis.

A articulação da ANEEL com os agentes durante as quatro fases da Audiência Pública nº32/2015 evidenciou o *stress* regulatório vivido no país, ocasionando na proposta da repactuação do risco hidrológico, por meio do prêmio de risco variado para cada um dos 25 produtos de adesão. A medida regulatória funciona como uma espécie de seguro onde o segurador é o consumidor, representado pelas distribuidoras de energia elétrica, e o assegurado é o agente gerador.

Como resultado deste trabalho, foi proposto um modelo computacional de estimativa do prêmio de risco das usinas hidrelétricas do ACR que optaram pelo repasse do risco

hidrológico ao consumidor. Baseando-se nos procedimentos de cálculo da CCEE e utilizando as metodologias descritas, foi possível quantificar a perda potencial da carteira de cada agente gerador. Os agentes distribuidores podem utilizar o mesmo modelo computacional para estimar qual o efeito da parcela da repactuação nos custos das distribuidoras, e assim prever os custos que antes eram não gerenciáveis e de difícil previsão.

Este modelo permite os agentes terem conhecimento não apenas dos possíveis valores de perdas em suas carteiras, mas também qual a probabilidade desses valores acontecerem de tal forma que a carteira dos agentes fique menos exposta a valores extremos. Ademais, é possível obter uma árvore de cenários com diferentes cenários onde o agente pode traçar a melhor estratégia de mercado para tentar mitigar ou reduzir os riscos e preparar seus caixas e planos de negócios para essas despesas.

Destaca-se também que após a identificação e o entendimento das métricas para gerenciamento de riscos, foi possível sintetizar as informações e aplicar os conceitos ao mercado de energia. O quadro resumo das métricas de risco, disponível no apêndice A é capaz de auxiliar o gestor na tomada de decisões e na estratégia de análise dos riscos a ser adotada.

Na análise do impacto financeiro causado pela regulação, observou-se que as concessionárias de energia não tiveram escolha de participar ou não da repactuação do risco hidrológico, e tiveram grandes prejuízos para cumprir o pagamento do prêmio de risco às usinas hidrelétricas. Esses custos assumiram elevados valores de R\$1,23 bilhões de reais em 2016 e R\$6,1 bilhões de reais em 2017, demonstrando que o efeito do repasse do risco hidrológico suportado pelas distribuidoras compõe uma parte significativa de suas despesas, podendo atingir valores de até 43% dos custos anuais desses agentes no MCP.

Sob a ótica do agente gerador, a medida regulatória oferece cobertura a uma parte dos prejuízos causados pelo cenário meteorológico e pela exposição involuntária no mercado de curto prazo, porém ainda existem falhas que precisam ser discutidas e solucionadas pela ANEEL. Pode-se perceber que a agência reguladora tem implementado discussões e mecanismos de compensação pelos prejuízos obtidos pelos geradores, evidenciando assim uma tensão regulatória.

Sob a ótica dos agentes distribuidores, percebeu-se que as consequências da medida regulatória causaram um considerável aumento nos custos mensais das distribuidoras por serem obrigadas a suportar o impacto causado pelo risco hidrológico. Destaca-se ainda que a participação desta variável nos custos dos agentes distribuidores no MCP tem crescido desde sua criação, e é de se esperar que estes custos aumentem à medida que mais usinas aderirem à repactuação.

Sob a ótica dos consumidores, percebeu-se que após a criação desta regulação, foram criados mais mecanismos que só contribuem para o aumento da tarifa de energia

elétrica, como a mudança nas regras do Sistema de Bandeiras Tarifárias e as regras de reajustes tarifários. Logo, não há benefício no ponto de vista do consumidor pois as tarifas vem aumentando cada vez mais ao longo dos anos.

Existe uma gama de fatores que podem ser estudados em trabalhos futuros para aperfeiçoar o modelo computacional criado, refinar os resultados e auxiliar na tomada de decisão e gerenciamento de riscos, a saber:

- Utilização de mais cenários no Método de Monte Carlo para garantir maior convergência dos resultados.
- Analisar a sensibilidade dos dados de entrada, como PLD e GSF, e avaliar o efeito desta variação nas estimativas do prêmio de risco.
- Criação de um modelo computacional capaz de estimar não apenas os impactos causados pelas usinas do ACR, mas também das usinas cotistas, e o risco hidrológico de Itaipu.
- Aperfeiçoar o modelo computacional no que tange à estimativa de energia secundária para os agentes geradores participantes do MRE.
- Utilizar dados de entradas mais refinados, e considerar fatores que foram desprezados com o intuito de diminuir os erros dos cálculos.
- Investigar com mais detalhes como o risco hidrológico impacta os reajustes tarifários das distribuidoras.
- Considerar outras métricas para gestão dos riscos do mercado de energia, como exemplo o *CFaR*, que enfoca no fluxo de caixa dos agentes e não apenas no valor de perda potencial em risco.

No presente trabalho foi possível analisar e descrever o mercado de energia elétrica, bem como descrever as diversas ferramentas, metodologias e métricas de risco que servem para auxiliar um empreendedor a gerenciar seus riscos, e por meio delas é possível estabelecer estratégias para reduzir e ou mitigar as exposições à grandes perdas financeiras em suas carteiras. Foi possível também elaborar um modelo computacional de estimativa do risco para os diferentes agentes do setor, e por meio dos resultados obtidos juntamente com os dados consolidados levantados, conclui-se que todas as partes foram impactadas significativamente pelo déficit de geração hídrica e pela criação da medida regulatória. Acredita-se que a ANEEL deve avaliar e agir à respeito da medida regulatória para propor maior simetria de benefícios para todos os agentes envolvidos.

Referências

- ALBUQUERQUE Álvaro R. *Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 19.
- ALTIERI, R. *Risco Hidrológico - Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*. Brasília, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 9, 5, 32 e 81.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3. ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008. ISBN 978-8587491107. Citado na página 19.
- ANEEL. Banco de informações da geração - big. 2018. Acessado 21/04/2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Citado na página 1.
- ANEEL. Informações técnicas da conta bandeiras. 2018. Acessado 15/11/2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-bandeiras/654800>. Citado 3 vezes nas páginas 11, 103 e 104.
- ANEEL. Relatório do acionamento das bandeiras tarifárias. 2018. Acessado 15/11/2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.
- ARCE, A. S. et al. Dynamic dispatch of hydro generating units. Bologna, 23 a 26 de junho 2003. Citado na página 24.
- ARFUX, G. A. B. *Gerenciamento de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica com Uso de Instrumentos Derivativos: Uma Abordagem via Teoria de Portfólios de Markowitz*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2004. Citado 5 vezes nas páginas 9, 7, 44, 45 e 50.
- ARTZNER, P. et al. Coherent measures of risk. *Mathematical Finance*, v. 9, n. 3, p. 203–228, 1999. Citado na página 46.
- ASSAF, A. *Mercado Financeiro*. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2010. ISBN 978-8522454365. Citado 3 vezes nas páginas 9, 39 e 40.
- BRASIL. Resolução homologatória nº 1.832/2014. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Brasília, 25 de novembro 2014. Citado na página 58.
- BRASIL. Resolução normativa nº 684/2015. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Brasília, 11 de dezembro 2015. Citado 4 vezes nas páginas 61, 62, 65 e 75.
- BRASIL. Resolução normativa nº 764/2017. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Brasília, 18 de abril 2017. Citado na página 80.
- BRASIL. Resolução normativa nº 805/2018. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Brasília, 04 de abril 2018. Citado na página 61.

BRITO, M. et al. Uma metodologia para analisar o impacto das usinas a fio d'água na capacidade de regularização do sistema hidrotérmico brasileiro. In: *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Recife: [s.n.], 2009. Citado na página 57.

BRITO, M. C. T. de. *Análise da Repactuação das Usinas Hidrelétricas Participantes do Mecanismo de Realocação de Energia*. Dissertação (Mestrado) — COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. Citado 7 vezes nas páginas 9, 7, 21, 22, 23, 55 e 57.

CASTRO, N. et al. Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente. *Texto de Discussão do Setor Elétrico*, UFRJ/IE/GESEL, 2017. Citado na página 30.

CCEE. Ajuste do mre médio. 2018. Acessado em 29/04/2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resultados?_adf.ctrl-state=104yk3lxvi_101&_afLoop=173540086411241#!> Citado na página 4.

CCEE. Infomercado dados individuais agosto de 2018. 2018. Acessado 10/08/2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=11977976557851&_adf.ctrl-state=hjnh5u5vs_1#!%40%40%3F_afLoop%3D11977976557851%26_adf.ctrl-state%3Dhjnh5u5vs_5>. Citado 3 vezes nas páginas 11, 93 e 99.

CCEE. Infopld janeiro de 2018. 2018. Acessado 11/08/2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=11977976557851&_adf.ctrl-state=hjnh5u5vs_1#!%40%40%3F_afLoop%3D11977976557851%26_adf.ctrl-state%3Dhjnh5u5vs_5>. Citado na página 67.

CCEE. Preço médio do pld. 2018. Acessado em 29/04/2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=173341993243106&_adf.ctrl-state=104yk3lxvi_59#!%40%40%3F_afLoop%3D173341993243106%26_adf.ctrl-state%3D104yk3lxvi_63>. Citado 3 vezes nas páginas 9, 4 e 56.

CCEE. *Regras de Comercialização - Contratos*. Rio de Janeiro, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.

CCEE. *Regras de Comercialização - Garantia Física*. Rio de Janeiro, 2018. Citado na página 30.

CCEE. *Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia*. Rio de Janeiro, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 4.

CCEE. *Regras de Comercialização - Medição Contábil*. Rio de Janeiro, 2018. Citado na página 29.

CCEE. *Regras de Comercialização - Preço de Liquidação das Diferenças*. Rio de Janeiro, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 30.

CICOGNA, M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 1999. Citado 4 vezes nas páginas 9, 22, 23 e 25.

- CINTRA, C. R. *Otimização da Operação Integrada das Redes de Gás Natural e de Energia Elétrica em Sistemas Hidrotérmicos*. Dissertação (Mestrado) — COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. Citado na página 22.
- COOPERS; LYBRAND. *Remuneração estratégica: a nova vantagem competitiva*. 1. ed. Brasília: Atlas, 1996. ISBN 978-8522413874. Citado na página 34.
- CUNHA, P. C. F. da. *Por que o GSF virou pesadelo?* Rio de Janeiro, 2015. Citado na página 3.
- 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*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 9, 7, 55, 56 e 57.
- DENTON, M. et al. Managing market risk in energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 494–502, 2003. Citado na página 48.
- DUARTE, A. M. Risco: Definições, tipos, medição e recomendações para seu gerenciamento. *Resenha BMF*, v. 114, p. 25–33, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 34.
- FORTUNATO, L. A. M. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. 1. ed. Rio de Janeiro: EDUFF/Eletronbras, 1990. ISBN 978-8522801037. Citado na página 23.
- HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. *Competition and Choice in Electricity*. 1. ed. Hoboken: Wiley, 1997. ISBN 978-0471982012. Citado na página 26.
- JANNUZI, G. M.; SWISHER, J. N. P. *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos*. 1. ed. Campinas: Campinas: Autores Associados, 1997. ISBN 978-8585701501. Citado na página 2.
- JORION, P. *Value at Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk*. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 2006. ISBN 978-0071464956. Citado 4 vezes nas páginas 34, 42, 43 e 44.
- JUNIOR, H. Q. P. et al. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016. ISBN 978-8535284607. Citado na página 33.
- KAWAI, M. *Gestão de Riscos de Preços e Risco de Liquidez no Mercado de Energia Elétrica: uma metodologia adaptada ao Brasil*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 2, 7 e 36.
- MARKOWITZ, H. Portfolio selection. *The Journal of Finance*, v. 7, n. 1, p. 77–91, 1952. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 40.
- MAYO, R. *Derivativos de Eletricidade e Gerenciamento de Risco*. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2010. ISBN 978-8561325138. Citado na página 36.
- MEDEIROS, L. de. *Previsão do preço spot no mercado de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2003. Citado na página 27.

- NEUMANN; ULAM. The monte carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, v. 44, p. 335–341, 1949. Citado na página 49.
- NUNES, H. et al. Interdependência entre a repactuação do risco hidrológico e a aversão ao risco utilizada nos modelos de formação de preços: Sugestão de aperfeiçoamento regulatório. In: *XXIV SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Curitiba: [s.n.], 2017. Citado na página 4.
- OLIVEIRA, J. G. Ázara de. *Análise de risco para carteiras não lineares: Uma aplicação ao mercado de energia e petróleo*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012. Citado na página 46.
- ONS. *Submódulo 9.2 - Acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos do Sistema Interligado Nacional*. Brasília, 2009. Citado na página 53.
- ONS. *Submódulo 10.13 - Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração*. Brasília, 2016. Citado na página 25.
- ONS. *Submódulo 6.1 - Planejamento da Operação Elétrica*. Brasília, 2016. Citado na página 24.
- ONS. Histórico da operação do sin. 2018. Acessado em 06/05/2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Citado 5 vezes nas páginas 9, 1, 53, 54 e 55.
- PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach. *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, p. 779–792, 1985. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 30.
- PILIPOVIC, D. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2007. ISBN 978-0071594479. Citado na página 34.
- RAMOS, T. P. *Modelo individualizado de usinas hidrelétricas baseado em técnicas de programação não linear integrado com o modelo de decisão estratégica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 21.
- RIBEIRO, L. H. M. *Risco de Mercado Na Comercialização de Energia Elétrica: Uma Análise Estruturada com Foco no Ambiente de Contratação Livre - ACL*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 9, 7 e 50.
- RIBEIRO, S. T. *Precificação Ótima dos Contratos de Gás Natural na Modalidade Interruptível*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009. Citado 5 vezes nas páginas 9, 7, 41, 47 e 50.
- ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. P. Optimization of conditional value-at-risk. *The Journal of Risk*, v. 2, p. 21–41, 2000. Citado na página 47.
- ROCQUE, E. de L.; LOWENKRON, A. Métricas e particularidades da gestão de risco em corporações. *FGV EPGE*, v. 1, p. 1–18, 2004. Citado na página 48.
- ROMEIRO, D. L. *Exposições ao Risco Hidrológico no Sistema Elétrico Brasileiro - Evolução e Perspectivas*. Rio de Janeiro, 2015. Citado na página 4.

- SAUER, I. L. et al. *O Racionamento de Energia Elétrica Decretado em 2001: Um Estudo sobre as Causas e as Responsabilidades*. São Paulo, 2001. Citado na página 33.
- SECURATO, J. R. *Decisões Financeiras em Condições de Risco*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 42.
- SHARPE, W. F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The Journal of Finance*, v. 19, n. 3, p. 425–442, 1964. Citado na página 41.
- SILVA, E. L. da. *Formação de Preços em Mercado de Energia Elétrica*. 1. ed. São Paulo: Sagra-Luzzatto, 2001. ISBN 978-8524106468. Citado na página 20.
- SKLAVOS, K.; SCHOLTENS, B. *Measuring Risk in Energy Markets in Perspective on Energy Risk*. 1. ed. Heidelberg, New York: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. v. 3. ISBN 978-3642415968. Citado na página 45.
- TAMAROZI, R. *Identificação, Modelagem e Mitigação de Riscos em Operações de Comercialização de Energia Elétrica no Mercado Brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2002. Citado na página 36.
- TOLMASQUIM, M. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015. ISBN 978-8568483060. Citado 2 vezes nas páginas 4 e 27.
- TOLMASQUIM, M. T. et al. Matriz energética brasileira: Uma prospectiva. *Novos Estudos CEBRAP*, v. 79, p. 47 – 69, 2007. ISSN 0101-3300. Citado na página 19.

Apêndices

APÊNDICE A – Quadro Resumo das Métricas de Risco

Figura 31 – Quadro Resumo das Métricas de Risco. Fonte: Autor

Métrica de Risco	Teoria do Portfólio de Markowitz	Value at Risk (VaR)	Conditional Value at Risk (CVaR)	Cash-Flow at Risk (CFaR)
Objetivo Principal	Foco em retorno esperado e variância pela diversificação de uma carteira	Foco nas perdas potenciais máximas em um dado intervalo de confiança e tempo	Foco na média ponderada das perdas que excedem o valor do VaR em um dado intervalo de confiança e tempo	Foco na variabilidade de fluxo de caixa futuro em um dado intervalo de confiança e tempo
Premissas	<p>Considera a distribuição normal e simétrica dos retornos dos ativos.</p> <p>Consiste na determinação do portfólio eficiente relacionando o retorno esperado ao risco que se deseja ocorrer. O portfólio eficiente é aquele que possui o maior retorno esperado para determinado risco.</p> <p>A mitigação do risco se dá pela diversificação dos ativos que compõem o portfólio.</p>	<p>Consiste na determinação do valor financeiro que representa a exposição do ativo ao fator de risco e multiplica pela volatilidade (desvio padrão) para obter o valor em risco (VaR) desse ativo.</p> <p>Mede apenas os percentis de distribuição das perdas, ignorando perdas além do valor do VaR - que podem ocorrer em cenários atípicos (testes de estresse).</p>	<p>Mede os percentis de distribuição das perdas potenciais máximas e calcula a média das perdas que excedem este valor máximo caso ocorra cenários atípicos (testes de estresse)</p>	<p>Consiste na identificação e equacionamento do fluxo de caixa de cada ativo em função de cenários projetados para os fatores de risco.</p> <p>Não se importa em como os fatores de risco impactam a volatilidade das variáveis, e sim como a volatilidade das variáveis impactam os valores futuros de fluxo de caixa</p>
Aplicabilidade	Indicado para carteiras compostas por mais de um ativo para análise da correlação entre eles e para agentes decisores interessados em maiores retornos, e consequentemente maiores riscos.	Indicado para agentes decisores com perfil de aversão ao risco e a mercados e investimentos de baixa volatilidade.	Indicado para agentes decisores com perfil de aversão ao risco e a mercados e investimentos de alta volatilidade	Indicado para agentes decisores interessados em mensurar o risco do fluxo de caixa, e não apenas o valor de perda potencial máxima.
Simulação e Abordagem do Problema	Otimização ocorre por programação quadrática, utilizando abordagem analítica	Otimização ocorre por programação linear, podendo ser feita utilizando fórmula analítica ou numérica	Otimização ocorre por programação estocástica e linear, e comumente utiliza abordagem numérica	Otimização ocorre por programação estocástica e linear, e possui abordagem numérica
Desvantagens	A premissa de distribuição normal dos retornos subestima as perdas potenciais máximas que ocorrem nos níveis mais baixos de risco. Nos cenários reais, a maioria dos investimentos não possui distribuição normal e simétrica dos retornos. Sensibilidade dependente dos inputs. O tratamento das séries históricas é significativo para os resultados, porém pouco estudado.	Não compreende o axioma da subaditividade. Considera a perda potencial máxima, mas não estima o valor das perdas potenciais que estão fora do intervalo de confiança, e que podem ocorrer em cenários extremos.	CVaR é mais sensível que o VaR quanto a erros na estimação dos impactos, e portanto, o processo do CVaR está ligado a precisão da modelagem de distribuição do risco acima do VaR.	Como o foco está na variabilidade dos fluxos de caixa, esta métrica não se preocupa em otimizar os retornos e estimar as perdas máximas, e sim no valor futuro do fluxo, mesmo que eles estejam relacionados.

APÊNDICE B – Código do Modelo Computacional de Estimativa do Prêmio do Risco Hidrológico

```

Sub SimulaRRH_Clique()
Application.ScreenUpdating = False
For n = 1 To 1200
Application.StatusBar = "Cenário "& n Sheets("Cenários PLD").Select posicao = "B"&
n + 1 & ":M"& n + 1 PLD = Range(posicao).Value Sheets("INPUTS MERCADO RRH
2018 (PLD)").Select Range("R4:AC154").Value = PLD
Sheets("Cenários GSF").Select posicao = "B"& n + 1 & ":M"& n + 1 GSF =
Range(posicao).Value Sheets("INPUTS MERCADO RRH 2018 (GSF)").Select
Range("O1:Z1").Value = GSF
Sheets("SIMULAÇÃO").Select Res = Range("B3:BJ3").Value
Sheets("RESULTADOS").Select Cenario = "B"& n + 2 & ":BJ"& n + 2
Range(Cenario).Value = Res
Next n
OrgCenGSF = "RESULTADOS"
Sheets(OrgCenGSF).Select
Range("N3").Select Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select Selection.Copy
Sheets("CVAR").Select Range("C3").Select Range(Selection,
Selection.End(xlDown)).Select
ActiveWorkbook.Worksheets("CVAR").Sort.SortFields.Clear
ActiveWorkbook.Worksheets("CVAR").Sort.SortFields.Add Key:=Range("C3:C1202") _
, SortOn:=xlSortOnValues, Order:=xlAscending, DataOption:=xlSortNormal With
ActiveWorkbook.Worksheets("CVAR").Sort .SetRange Range("C3:C1202") .Header =
xlGuess .MatchCase = False .Orientation = xlTopToBottom .SortMethod = xlPinYin
.Apply End With Range("C3").Select
Application.ScreenUpdating = True
End Sub

```

APÊNDICE C – Relação das Usinas que Aderiram à Repactuação do Risco Hidrológico até 2018

Tabela 7 – Usinas que aderiram à repactuação até o ano de 2018. Fonte: (CCEE, 2018b)

Parcela Usina	Submercado	MONT_CVR (MWmed)	Fator f
PORTO PRIMAVERA	SUDESTE	230	0
TUCURUI	NORTE	280	0
PEIXOTO	SUDESTE	149	0
SERRA DA MESA	SUDESTE	382	0
MANSO	SUDESTE	88.25930556	0
BATALHA	SUDESTE	47	0
SIMPLICIO ANTA	SUDESTE	185	0
MACHADINHO	SUL	84	0.08
CANA BRAVA	SUDESTE	261.6640278	0.08
SALTO SANTIAGO	SUL	150	0.03
ITA	SUL	336	0.08
PONTE DE PEDRA	SUDESTE	123.5519861	0.05
SAO SALVADOR	SUDESTE	142.1287778	0.09
ITIQUEIRA I	SUDESTE	9.511958333	0
ITIQUEIRA II	SUDESTE	15.48804167	0
LAJEADO CEB	SUDESTE	93.78672222	0.08
MAUA (COPEL)	SUL	97.39090278	0
LAJEADO INVESTCO	SUDESTE	3.97	0.08
LAJEADO CPFL	SUDESTE	35.37180556	0
LAJEADO REDE	SUDESTE	223.774	0.08
GUAPORE (TANGARA)	SUDESTE	59.44	0
ESPORA	SUDESTE	0	0
PASSO SAO JOAO	SUL	37	0.08
MAUA (ELETROSUL)	SUL	93.57161111	0.08
MONTE CLARO	SUL	37.91	0
CASTRO ALVES	SUL	41.02	0
14 DE JULHO	SUL	31.84	0
SANTA CLARA (ELEJOR)	SUL	69.03336111	0

FUNDAO	SUL	65.29	0
IRAPE	SUDESTE	204.705	0.03
QUEIMADO - CEMIG	SUDESTE	47	0.01
BARRA GRANDE	SUL	105.172	0
CORUMBA IV	SUDESTE	75.05293056	0.1
MASCARENHAS	SUDESTE	23	0.06
QUEIMADO-CEB	SUDESTE	8.975416667	0.09
CAMPOS NOVOS	SUL	183.12	0
BAGUARI-BAGUARI	SUDESTE	39.27	0.09
FOZ RIO CLARO	SUDESTE	39	0
SAO JOSE (IJUI)	SUL	29.47884722	0
ALTO FEMEAS I	NORDESTE	8.55	0.1
SALTO PILAO-DMEE	SUL	20	0
CACH. DO EMBOQUE	SUDESTE	10.44	0
SANTA CECILIA	SUDESTE	0.15	0
MIGUEL PEREIRA	SUDESTE	0.3	0
MATIPO	SUDESTE	0.39	0
ROCA GRANDE	SUDESTE	0.11	0
DARDANELOS	SUDESTE	146.9	0.1
PAMPEANA	SUDESTE	5	0
Foz Chapeco	SUL	419.24	0
RETIRO BAIXO	SUDESTE	35.27	0.03
CACH. ENCOBERTA	SUDESTE	7.62	0
PALESTINA	SUDESTE	4.65	0
ANNA MARIA	SUDESTE	1.18	0
GUARY	SUDESTE	3.41	0
TRIUNFO	SUDESTE	12.81	0
SALTO CORGAO	SUDESTE	18.4	0
ESTREITO CEE	NORTE	247.13	0.09
CORUMBA III-GCIII	SUDESTE	29.399875	0.1
TOMBOS	SUDESTE	1	0
AREAL (QUANTA)	SUDESTE	1	0
FAGUNDES	SUDESTE	2	0
PORTO DAS PEDRAS	SUDESTE	21	0
JIRAU	SUDESTE	1382.71	0.08
AMPLIACAO JIRAU	SUDESTE	203.27	0.1
S ANTONIO (STOANT)	SUDESTE	1552.6	0.07

PEDRA GARRAFAO	SUDESTE	10.75	0.1
PIRAPETINGA	SUDESTE	11	0.1
CAVERNOSO	SUL	0.633	0
CAVERNOSO 2	SUL	6.967	0
CORUMBA III-ECIII	SUDESTE	19.59991667	0.1
PEDRA FURADA	NORDESTE	2.95	0.05
ARVOREDO	SUL	7	0
GOIAS SUL GOIANDIRA	SUDESTE	16	0.1
NOVA AURORA	SUDESTE	11.81	0.1
S.LUZIA ALTO	SUL	14	0
SERRA DO FACA O	SUDESTE	121	0
BAGUARI-CEMIG	SUDESTE	26.18	0.03
BAGUARI-FURNAS	SUDESTE	11.55	0.03
IBIRAMA	SUL	13	0.05
VARGINHA	SUDESTE	4	0
FERREIRA GOMES	NORTE	105	0.08
GARIBALDI	SUL	58	0.1
BELO MONTE	NORTE	3093.23	0
BELO MONTE- PIMENTAL	NORTE	106.47	0
SANTA FE	SUDESTE	15.58	0.08
SALTO PILAO-CCGE	SUL	20	0
TELES PIRES	SUDESTE	778	0.08
STO ANTONIO DO JARI	NORTE	20.9	0.08
STO ANT D JARI - RRH	NORTE	190	0.08
SALTO GOES	SUL	11.1	0
UNAI BAIXO	SUDESTE	6.4	0
SAO DOMINGOS (ESUL)	SUDESTE	35.68291667	0.08
CACHOEIRA CALDEIRAO	NORTE	125.0290972	0.11
SAO MANOEL	SUDESTE	289.5	0.08
CAPIM BRANCO2-ALIAN	SUDESTE	27.579	0.11
AIMORES	SUDESTE	84	0.03
PORTO ESTRELA-ALIANC	SUDESTE	18	0.01
FUNIL (ALIANCA)	SUDESTE	43	0.03
PCH YPE	SUDESTE	16.7	0
PIRAPORA	SUDESTE	16	0
FAZENDA VELHA	SUDESTE	6.7	0
PCH CANTU 2	SUL	9.5	0

XAVANTINA	SUL	3.1	0
MATA VELHA	SUDESTE	12.7	0
BALBINA	NORTE	126.3614028	0
DIANOPOLIS	NORTE	2.208	0
SOBRADO	NORTE	2.226	0
DIACAL II	NORTE	3.105	0
AGUA LIMPA	NORTE	12.1	0
ALTO IRANI	SUL	13.53	0
AREIA	NORTE	9.04	0
BONFANTE	SUDESTE	13.23	0
CACADOR	SUL	13.53	0
CACHOEIRA DA LIXA	NORDESTE	7.44	0
CALHEIROS	SUDESTE	10.73	0
CARANGOLA	SUDESTE	9.53	0
COCAIS GRANDE	SUDESTE	5.01	0
COLINO 1	NORDESTE	6.61	0
COLINO 2	NORDESTE	4.69	0
COTIPORA	SUL	12.84	0
ESMERALDA	SUL	12.06	0
FIGUEIROPOLIS	SUDESTE	12.22	0
FUMACA IV	SUDESTE	2.54	0
FUNIL (ACEP)	SUDESTE	14.23	0
DA ILHA	SUL	18.78	0
IRARA	SUDESTE	17.85	0
JARARACA	SUL	19.65	0
JATAI (ACEP)	SUDESTE	19.91	0
LINHA EMILIA	SUL	13.19	0
LUDESA (ACEP)	SUL	16.7	0
MAMBAI II	SUDESTE	10.15	0
MONTE SERRAT	SUDESTE	17.83	0
PIRANHAS	SUDESTE	10.79	0
PLANO ALTO XAVANTINA	SUL	10.2	0
RETIRO VELHO	SUDESTE	12.95	0
SALTO DAS FLORES	SUL	3.75	0
SANTA FE I	SUDESTE	25.72	0
SANTA LAURA	SUL	7.95	0
SANTA ROSA II	SUDESTE	16.9	0

S JOAQUIM (ACEP)	SUDESTE	13.2	0
SAO PEDRO (ACEP)	SUDESTE	18.24	0
SAO SIMAO (ACEP)	SUDESTE	15.04	0
JUCU	SUDESTE	2.62	0.06
RIO BONITO	SUDESTE	9.151194444	0.06
SAO JOAO	SUDESTE	12.95	0.06
PCH LUIZ DIAS LINS	NORDESTE	2.6	0
S. ANTONIO EXPANSAO	SUDESTE	129.6	0.07
ESPORA	SUDESTE	0	0
BARRA DO BRAUNA	SUDESTE	21.89	0
MIMOSO	SUDESTE	20.82936111	0.05
ADO POPINHAK	SUL	10.4	0

Anexos

ANEXO A – Base de Dados utilizadas nas Simulações

Tabela 8 – Dados das Usinas atualizados em 2018. Fonte: (CCEE, 2018b)

Parcela de Usina	Submercado	GF MWmed (GF)	UXP_GLF
PORTO PRIMAVERA	SUDESTE	941.8	0.96979
TUCURUI	NORTE	4019.1	0.96590
PEIXOTO	SUDESTE	289.5	0.96464
SERRA DA MESA	SUDESTE	637.5	0.95891
MANSO	SUDESTE	87.8	0.95714
BATALHA	SUDESTE	48.8	0.96839
SIMPLICIO ANTA	SUDESTE	191.3	0.97762
MACHADINHO	SUL	547.1	0.96886
CANA BRAVA	SUDESTE	260.8	0.95477
SALTO SANTIAGO	SUL	733.3	0.97087
ITA	SUL	740.5	0.96809
PONTE DE PEDRA	SUDESTE	133.6	0.93551
SAO SALVADOR	SUDESTE	148.2	0.94162
ITIQUEIRA I	SUDESTE	42.1	0.94822
ITIQUEIRA II	SUDESTE	68.4	0.94771
LAJEADO CEB	SUDESTE	100.01	0.96665
MAUA (COPEL)	SUL	100.827	0.96640
LAJEADO INVESTCO	SUDESTE	5.051	0.96665
LAJEADO CPFL	SUDESTE	35.003	0.96665
LAJEADO REDE	SUDESTE	365.036	0.96665
GUAPORE (TANGARA)	SUDESTE	57.2	0.98730
ESFORA	SUDESTE	22.4	0.95660
PASSO SAO JOAO	SUL	41.1	0.97417
MAUA (ELETROSUL)	SUL	96.873	0.96640
MONTE CLARO	SUL	56.1	0.96836
CASTRO ALVES	SUL	61.8	0.96548
14 DE JULHO	SUL	47.5	0.96150
SANTA CLARA (ELEJOR)	SUL	69.2	0.99144
FUNDAO	SUL	63.8	0.99191
IRAPE	SUDESTE	207.9	0.96452

QUEIMADO - CEMIG	SUDESTE	56.018	0.98857
BARRA GRANDE	SUL	372.8	0.96801
CORUMBA IV	SUDESTE	75.2	0.98593
MASCARENHAS	SUDESTE	134.8	0.98639
QUEIMADO-CEB	SUDESTE	11.882	0.98857
CAMPOS NOVOS	SUL	379.7	0.96670
BAGUARI-BAGUARI	SUDESTE	43.197	0.95747
FOZ RIO CLARO	SUDESTE	39	0.96134
SAO JOSE (IJUI)	SUL	30.4	0.97358
ALTO FEMEAS I	NORDESTE	8.55	1.00000
SALTO PILAO-DMEE	SUL	22.82	0.99157
CACH. DO EMBOQUE	SUDESTE	10.44	0.99140
SANTA CECILIA	SUDESTE	0.34	0.99500
MIGUEL PEREIRA	SUDESTE	0.56	0.99500
MATIPO	SUDESTE	0.43	0.99500
ROCA GRANDE	SUDESTE	0.13	0.99500
DARDANELOS	SUDESTE	154.9	0.94180
PAMPEANA	SUDESTE	22.43	0.99924
Foz Chapeco	SUL	427.2	0.95559
RETIRO BAIXO	SUDESTE	36.6	0.97336
CACH. ENCOBERTA	SUDESTE	11.31	0.99190
PALESTINA	SUDESTE	7.45	0.98910
ANNA MARIA	SUDESTE	1.18	0.98720
GUARY	SUDESTE	3.41	0.99070
TRIUNFO	SUDESTE	12.81	0.99450
SALTO CORGAO	SUDESTE	20.39	0.99160
ESTREITO CEE	NORTE	256.881	0.95873
CORUMBA III-GCIII	SUDESTE	29.58	0.96232
TOMBOS	SUDESTE	1.28	1.00000
AREAL (QUANTA)	SUDESTE	9	0.99411
FAGUNDES	SUDESTE	2.7	0.99372
PORTO DAS PEDRAS	SUDESTE	23.06	0.98819
JIRAU	SUDESTE	1995.8	0.95908
AMPLIACAO JIRAU	SUDESTE	209.8	0.98899
S ANTONIO (STOANT)	SUDESTE	2218	0.96335
PEDRA GARRAFAO	SUDESTE	10.75	1.00000
PIRAPETINGA	SUDESTE	12.71	0.98530

CAVERNOSO	SUL	0.96	1.00000
CAVERNOSO 2	SUL	10.56	0.99900
CORUMBA III-ECIII	SUDESTE	19.72	0.96232
PEDRA FURADA	NORDESTE	3.29	1.00000
ARVOREDO	SUL	7.77	0.98880
GOIAS SUL GOIANDIRA	SUDESTE	17.09	0.94810
NOVA AURORA	SUDESTE	12.37	0.95500
S.LUZIA ALTO	SUL	18.42	0.99500
SERRA DO FACA0	SUDESTE	178.8	0.98586
BAGUARI-CEMIG	SUDESTE	28.798	0.95747
BAGUARI-FURNAS	SUDESTE	12.705	0.95747
IBIRAMA	SUL	13.92	0.99100
VARGINHA	SUDESTE	5.39	0.99010
FERREIRA GOMES	NORTE	153.1	0.94868
GARIBALDI	SUL	86.3	0.96252
BELO MONTE	NORTE	4418.9	0.97168
BELO MONTE- PIMENTAL	NORTE	152.1	0.96779
SANTA FE	SUDESTE	15.58	1.00000
SALTO PILAO-CCGE	SUL	22.82	0.99157
TELES PIRES	SUDESTE	930.7	0.96987
STO ANTONIO DO JARI	NORTE	22	0.96316
STO ANT D JARI - RRH	NORTE	200	0.96843
SALTO GOES	SUL	11.1	1.00000
UNAI BAIXO	SUDESTE	14.1	1.00000
SAO DOMINGOS (ESUL)	SUDESTE	36.4	0.98030
CACHOEIRA CALDEIRAO	NORTE	129.7	0.95862
SAO MANOEL	SUDESTE	424.5	0.81098
CAPIM BRANCO2-ALIAN	SUDESTE	115.053	0.99090
AIMORES	SUDESTE	181.9	0.95467
PORTO ESTRELA-ALIANC	SUDESTE	41.2	0.96262
FUNIL (ALIANCA)	SUDESTE	84.6	0.98962
PCH YPE	SUDESTE	19.3	1.00000
PIRAPORA	SUDESTE	17.17	0.99860
FAZENDA VELHA	SUDESTE	8.9	1.00000
PCH CANTU 2	SUL	10.14	1.00000
XAVANTINA	SUL	3.54	1.00000
MATA VELHA	SUDESTE	13.1	1.00000

BALBINA	NORTE	132.3	0.95764
DIANOPOLIS	NORTE	3.88	0.98800
SOBRADO	NORTE	3.01	0.98800
DIACAL II	NORTE	4.09	0.98600
AGUA LIMPA	NORTE	12.22	0.99064
ALTO IRANI	SUL	13.7	0.98728
AREIA	NORTE	9.15	0.98849
BONFANTE	SUDESTE	13.48	0.98144
CACADOR	SUL	13.53	0.99991
CACHOEIRA DA LIXA	NORDESTE	7.44	1.00000
CALHEIROS	SUDESTE	10.92	0.98304
CARANGOLA	SUDESTE	9.57	0.99550
COCAIS GRANDE	SUDESTE	5.12	0.97950
COLINO 1	NORDESTE	6.61	1.00000
COLINO 2	NORDESTE	4.69	1.00000
COTIPORA	SUL	12.84	0.99990
ESMERALDA	SUL	12.32	0.97921
FIGUEIROPOLIS	SUDESTE	12.6	0.97015
FUMACA IV	SUDESTE	2.61	0.97412
FUNIL (ACEP)	SUDESTE	14.54	0.97837
DA ILHA	SUL	19.03	0.99013
IRARA	SUDESTE	18.21	0.98031
JARARACA	SUL	19.91	0.99013
JATAI (ACEP)	SUDESTE	20.35	0.97820
LINHA EMILIA	SUL	13.19	0.99990
LUDESA (ACEP)	SUL	16.915	0.98770
MAMBAI II	SUDESTE	10.34	0.98197
MONTE SERRAT	SUDESTE	18.28	0.97550
PIRANHAS	SUDESTE	10.89	0.99043
PLANO ALTO XAVANTINA	SUL	10.27	0.99356
RETIRO VELHO	SUDESTE	13.15	0.98471
SALTO DAS FLORES	SUL	3.86	0.98500
SANTA FE I	SUDESTE	26.1	0.98542
SANTA LAURA	SUL	7.99	0.99499
SANTA ROSA II	SUDESTE	17.07	0.98999
S JOAQUIM (ACEP)	SUDESTE	13.28	0.99391
SAO PEDRO (ACEP)	SUDESTE	18.41	0.99101

SAO SIMAO (ACEP)	SUDESTE	15.2	0.98922
JUCU	SUDESTE	2.62	1.00000
RIO BONITO	SUDESTE	9.4	0.99909
SAO JOAO	SUDESTE	12.95	1.00000
PCH LUIZ DIAS LINS	NORDESTE	3	1.00000
S. ANTONIO EXPANSAO	SUDESTE	167.1	0.70594
ESFORA	SUDESTE	22.4	0.95660
BARRA DO BRAUNA	SUDESTE	22	0.99490
MIMOSO	SUDESTE	20.9	0.99662
ADO POPINHAK	SUL	12.34	0.99719

Tabela 9 – Dados anuais das Distribuidoras em 2017. Fonte: (ANEEL, 2018b)

AGENTE	SUBMERCADO	CUSTOS ANUAIS (R\$)	ERRH 2016 (R\$)
RGE SUL	SUL	190,867,698.40	24,179,362.61
BANDEIRANTE	SUDESTE	248,283,980.69	31,064,824.88
ENERGISA MG	SUDESTE	29,677,543.99	4,350,132.68
CEAL	NORDESTE	110,730,565.04	14,600,489.44
ENERGISA BO	NORDESTE	15,159,727.43	2,061,611.84
CELG	SUDESTE	279,328,875.16	44,009,623.54
CELPA	NORTE	211,837,488.19	36,216,947.75
CELPE	NORDESTE	244,703,970.30	44,255,689.52
ENERGISA TO	NORTE	54,180,747.89	7,561,859.74
CEMAR	NORTE	141,720,908.89	24,640,785.04
ENERGISA MT	SUDESTE	126,453,430.82	22,976,169.32
CEPISA	NORDESTE	94,570,061.86	16,751,396.98
AMPLA	SUDESTE	258,843,452.44	37,141,190.08
CPFL STA CRUZ	SUDESTE	21,446,438.13	3,678,690.34
CNEE	SUDESTE	14,211,408.77	2,004,368.58
COELBA	NORDESTE	373,918,004.77	64,916,467.84
COELCE	NORDESTE	215,095,819.06	38,643,632.43
COSERN	NORDESTE	87,689,051.86	17,496,665.63
CPFL PAULISTA	SUDESTE	471,234,745.07	76,586,901.63
CPFL SUL PTA	SUDESTE	5,601,626.19	1,411,992.24
EEB	SUDESTE	18,855,076.76	2,306,742.33
ELEKTRO	SUDESTE	317,305,103.66	40,194,991.39
ELETROPAULO	SUDESTE	767,762,949.02	123,331,489.78
ENERGISA SE	NORDESTE	65,331,341.73	10,108,732.23

ENERGISA MS	SUDESTE	125,731,266.65	15,697,518.45
ESCELSA	SUDESTE	153,293,707.62	23,280,058.97
CPFL JAGUARI	SUDESTE	7,356,979.60	1,486,883.46
LIGHT	SUDESTE	711,353,164.20	85,603,104.56
RGE	SUL	185,207,302.48	28,272,251.79
ENERGISA PB	NORDESTE	89,859,635.71	14,122,837.96
COPEL DISTRIB	SUL	577,286,752.18	77,711,545.56
CPFL PIRATINGA	SUDESTE	253,601,429.86	29,493,417.69
DMED	SUDESTE	8,976,925.50	1,001,221.92
CPFL LESTE PTA	SUDESTE	4,410,999.89	1,088,965.55
IENERGIA	SUL	2,855,796.27	641,288.69
CEMIG DISTRIB	SUDESTE	546,957,878.60	103,029,547.51
CEB DISTRIBUIC	SUDESTE	204,497,085.57	22,099,505.62
CPFL MOCOCA	SUDESTE	2,846,313.64	747,054.60
CELESC DIST	SUL	321,979,342.08	55,616,377.01
CEEE DISTRIB	SUL	210,331,351.96	25,978,088.86
CAIUA DISTRIB	SUDESTE	25,974,060.13	3,591,897.78
PARANAPANEMA	SUDESTE	19,443,940.52	2,674,353.06
CERON	SUDESTE	65,336,142.02	12,091,738.17
AMAZONAS ENERG	NORTE	0.00	27,861,337.04
ELETROACRE	SUDESTE	32,218,374.71	3,511,393.08
CEA	NORTE	34,853,872.90	6,127,457.13
ELFSM	SUDESTE	7,690,131.44	1,703,786.87

Tabela 10 – Dados anuais das Distribuidoras em 2017. Fonte: (ANEEL, 2018b)

AGENTE	SUBMERCADO	CUSTOS ANUAIS (R\$)	ERRH 2017 (R\$)
RGE SUL	SUL	438,036,521.06	117,107,133.05
AMAZONAS ENERG	NORTE	0.00	132,642,037.13
AMPLA	SUDESTE	550,255,643.56	185,840,315.77
BANDEIRANTE	SUDESTE	766,166,915.78	156,125,760.99
CAIUA DISTRIB	SUDESTE	150,903,385.30	3,056,496.76
CEA	NORTE	178,971,950.87	32,140,776.91
CEAL	NORDESTE	276,327,940.35	67,292,994.47
CEB DISTRIBUIC	SUDESTE	464,377,283.00	110,430,586.59
CEEE DISTRIB	SUL	621,515,831.35	129,515,420.00
CELESC DIST	SUL	1,040,403,134.02	282,681,179.84
CELG	SUDESTE	860,759,295.75	218,593,113.34

CELPA	NORTE	604,188,325.37	183,375,432.15
CELPE	NORDESTE	612,680,482.71	217,341,591.27
ENERGISA TO	NORTE	147,376,331.56	40,896,257.50
CEMAR	NORTE	446,382,021.92	124,998,224.38
ENERGISA MT	SUDESTE	412,174,714.16	127,783,211.81
CEMIG DISTRIB	SUDESTE	1,967,695,602.14	527,330,727.50
CEPISA	NORDESTE	257,717,125.23	85,352,533.67
CERON	SUDESTE	0.00	63,672,786.02
COELBA	NORDESTE	858,432,841.32	318,361,339.53
COELCE	NORDESTE	447,673,471.01	194,879,548.34
COPEL DISTRIB	SUL	1,338,320,583.82	366,577,599.13
COSERN	NORDESTE	244,555,618.64	87,906,942.25
CPFL JAGUARI	SUDESTE	19,818,887.78	6,679,707.22
CPFL LESTE PTA	SUDESTE	13,403,427.57	5,947,311.79
CPFL MOCOCA	SUDESTE	8,651,695.29	3,952,747.31
CPFL PAULISTA	SUDESTE	1,359,739,921.44	392,551,441.87
CPFL PIRATINGA	SUDESTE	667,354,247.44	145,731,979.56
CPFL STA CRUZ	SUDESTE	58,661,338.81	18,699,296.14
CPFL SUL PTA	SUDESTE	16,542,333.30	7,295,829.73
DMED	SUDESTE	22,862,137.93	5,073,566.94
ELEKTRO	SUDESTE	812,966,480.73	204,573,241.99
ELETROACRE	SUDESTE	65,535,887.30	18,677,997.92
ELETROPAULO	SUDESTE	2,231,312,444.15	615,094,598.87
ENERGISA BO	NORDESTE	34,455,489.51	9,626,944.44
ENERGISA MG	SUDESTE	65,027,563.88	22,471,638.50
ENERGISA PB	NORDESTE	230,698,351.26	70,429,716.92
ENERGISA SE	NORDESTE	153,538,407.72	49,017,223.82
ENERGISA MS	SUDESTE	272,540,269.21	83,424,478.15
ESCELSA	SUDESTE	418,603,891.14	113,340,699.85
IENERGIA	SUL	9,138,260.63	3,404,798.79
LIGHT	SUDESTE	1,309,309,217.25	418,184,302.44
RGE	SUL	496,360,196.50	145,587,075.68
CHESP DIST	SUDESTE	4,634,156.58	1,675,729.43
ELFSM	SUDESTE	14,766,122.47	8,796,530.74
FORCEL	SUL	2,049,441.47	469,778.21
UHENPAL	SUL	2,448,611.00	814,050.21