

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

# **Análise dos Impactos da Repactuação do Risco Hidrológico no Mecanismo de Realocação de Energia pós Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**

Autor: Isabella Sene Santos Carneiro  
Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scárdua

Brasília, DF  
07 de novembro de 2019



Isabella Sene Santos Carneiro

**Análise dos Impactos da Repactuação do Risco  
Hidrológico no Mecanismo de Realocação de Energia pós  
Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**

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

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scárdua

Brasília, DF

07 de novembro de 2019

---

Isabella Sene Santos Carneiro

Análise dos Impactos da Repactuação do Risco Hidrológico no Mecanismo de Realocação de Energia pós Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro/ Isabella Sene Santos Carneiro. – Brasília, DF, 07 de novembro de 2019-

85 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scárdua

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA , 07 de novembro de 2019.

1. repactuação do risco hidrológico. 2. despacho fora da ordem de mérito. I. Prof. Dr. Fernando Paiva Scárdua. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Análise dos Impactos da Repactuação do Risco Hidrológico no Mecanismo de Realocação de Energia pós Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

CDU 3.7 6 62

---

Isabella Sene Santos Carneiro

# **Análise dos Impactos da Repactuação do Risco Hidrológico no Mecanismo de Realocação de Energia pós Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**

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

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 07 de novembro de 2019:

---

**Prof. Dr. Fernando Paiva Scárdua**  
Orientador

---

**Prof. Dra. Paula Meyer Soares**  
Convidado 1

---

**Prof. Dr. Flávio Henrique Justiniano  
Ribeiro da Silva**  
Convidado 2

Brasília, DF  
07 de novembro de 2019

*Dedico este Trabalho de Conclusão de Curso à minha mãe, responsável pela concretização de todos os meus sonhos.*

# Agradecimentos

Se posso dar um passo adiante, é porque outros trilharam o caminho que percorro. Gostaria de agradecer a todos aqueles que um dia contribuíram para que eu estivesse aqui. Todas as pessoas que influenciaram de alguma forma quem sou.

Primeiramente gostaria de agradecer à minha mãe, Elisa, que me ajudou em cada parte da minha caminhada, sempre me apoiou e permitiu que eu pudesse conquistar tudo que sonhasse. Seu amor incondicional e seu companheirismo me acompanharam por todo esse tempo, ela é a razão de ser e acontecer na minha vida.

Gostaria de agradecer aos meus avós Genilda e João Carlos, por terem me auxiliado sempre que necessário, amo vocês.

Gostaria de agradecer aos meus professores, em especial ao meu orientador, Fernando Scárdua, que me apresentou o planejamento energético e me possibilitou seguir por este caminho.

Agradeço à equipe do meu estágio na ABRAGEL, especialmente Lízia e Nathália por terem me mostrado tanto sobre a geração de energia e o planejamento do setor elétrico.

Agradeço à todos meus amigos que estiveram comigo durante esses 5 anos, dos mais antigos aos mais recentes, vocês foram muito importantes para mim, especialmente Ana Paula, Mylena e Talyta que me ajudaram muito durante a concepção do TCC, muitíssimo obrigada por terem me consolado nos momentos difíceis e celebrado comigo nos melhores deles.

*Se posso dar um passo adiante é porque alguém construiu o caminho.*

# Resumo

Os agentes hidrelétricos que operam no Sistema Interligado Nacional (SIN), participam compulsoriamente do Mercado de Realocação de Energia (MRE), um sistema de compartilhamento de garantia física e geração de energia, que auxilia na manutenção do abastecimento energético do sistema, permite o cumprimento dos contratos dos agentes e compartilhamento do risco hidrológico. Longos períodos de baixa hidrologia, problemas de planejamento, operacionais e políticas públicas precipitadamente adotadas imputaram no endividamento dos agentes do setor elétrico, especialmente os agentes de geração hidrelétrica de energia, cuja dívida supera a casa dos bilhões de reais. Com isso, os geradores buscaram se proteger judicialmente, obtendo liminares que os permitia não liquidar os passivos decorrentes das medidas adotadas pelo governo federal. Para tentar solucionar os problemas apresentados, o governo criou a repactuação do risco hidrológico. Através dessa medida, os geradores poderiam transferir o risco hidrológico para os consumidores aderindo a um dos 25 produtos oferecidos, assim, os geradores estariam protegidos de assumir todos os riscos e o consumidor, da alta de preços de energia elétrica. Este trabalho tem por objetivo analisar os fluxos energéticos, entre energia contratada, energia entregue, energia secundária, energia armazenada e antecipação de garantia física, com a análise do *Generation Scaling Factor* (GSF) entre os anos de 2005 e 2017 e a viabilidade da adoção da Repactuação do Risco Hidrológico (RRH) para consumidores e agentes de geração hídrica. Para tanto, foram observadas as planilhas da CCEE, que demonstra os fluxos energéticos semanalmente em todos os submercados. O MRE será recontabilizado, analisando a energia secundária despachada que foi repassada ao MRE, bem como a garantia física repactuada para a RRH e os custos da repactuação. Observando o MRE mês a mês, o déficit contabilizado pela metodologia simplificada adotada foi de R\$ 110.155.210.539,77, que apresenta um erro de apenas 2,46% de erro com relação ao valor calculado pela CCEE que foi de R\$ 107.514.756.079,32. A adesão da repactuação custou no ano de 2017 R\$ 6.181.039.493,50 para os consumidores e R\$ 19.968.770,40 para geradores, mitigando o pagamento devido de R\$ 14.416.108.205,17, o que representou uma redução em 67% dos custos totais do MRE, entretanto os consumidores arcaram com 99,97% desses pagamentos, enquanto o pagamento de risco dos geradores é responsável por apenas 0,03% deles, devido a possibilidade de postergação dos pagamentos.

**Palavras-chaves:** Risco hidrológico. Repactuação do risco hidrológico. Mecanismo de realocação de energia.



# Abstract

Hydroelectric agents operating in the National Interconnected System (SIN), participate compulsorily in the Energy Relocation Market (MRE), a system for sharing physical guarantee and power generation, which assists in maintaining supply energy system, allows the fulfillment of contracts of agents and sharing of hydrological risk. Long periods of low hydrology, planning problems, operational and public policies hastily adopted have imputed in the indebtedness of electrical sector agents, especially energy hydroelectric generation agents, whose debt exceeds the home of the billions of reais. Thus, the generators sought to protect themselves judicially, obtaining injunctions that allowed them not to settle liabilities arising from the measures adopted by the federal government. To try to solve the problems presented, the government created the renegotiation of hydrological risk. By this measure, generators could transfer hydrological risk to consumers by adhering to one of the 25 products offered, so generators would be protected from taking all risks and consumers from high electricity prices. This work aims to analyze energy flows, between contracted energy, delivered energy, secondary energy, stored energy and physical warranty anticipation, with the analysis of the Generation Scaling Factor (GSF) between 2005 and 2017 and the feasibility of adopting the Renegotiation of Hydrological Risk (RRH) for consumers and water generation agents. To this end, the CCEE spreadsheets were observed, which demonstrates energy flows weekly in all submarkets. The MRE will be recounted, analyzing the checked secondary energy that has been passed on to the MRE, as well as the physical guarantee reagreed to rrh and the costs of renegotiation. Observing the MRE month by month, the deficit accounted for by the simplified methodology adopted was R\$ 110,155,210,539.77, which presents an error of only 2.46% error in relation to the value calculated by the CCEE that was R\$ 107,514,756,079.32. The adherence of the renegotiation cost in 2017 R\$ 6,181,039,493.50 for consumers and R\$ 19,968,770.40 for generators, mitigating the payment due of R\$ 14,416,108,205.17, which represented a reduction of 67% of total MRE costs, however consumers 99.97% of these payments, while the risk payment of generators accounts for only 0.03% of them, due to the possibility of postponement of payments.

**Key-words:** Hydrologic risk. Renegotiation of the hydrological risk. Energy Reallocation Mechanism.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Fluxograma representativo do dilema do operador do sistema . . . . .	44
Figura 2 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2005 e 2017 . . . . .	56
Figura 3 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2005 e 2007 . . . . .	56
Figura 4 – Balanço Energético do MRE em 2008 . . . . .	57
Figura 5 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2009 e 2013 . . . . .	58
Figura 6 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2014 e 2017 . . . . .	59
Figura 7 – <i>Generation Scaling Factor</i> entre os anos de 2005 e 2017 . . . . .	60
Figura 8 – Relação entre o PLD médio por submercado e o Fator de Ajuste do MRE (GSF) entre os anos de 2005 e 2017 . . . . .	61
Figura 9 – Custo acumulado do MRE mês a mês . . . . .	62
Figura 10 – Ilustração do MRE em situação de equilíbrio energético . . . . .	65
Figura 11 – Ilustração do MRE em situação de excedente energético . . . . .	66
Figura 12 – Ilustração do MRE em situação de déficit energético . . . . .	67
Figura 13 – Percentual de ativos repactuados para cada produto da RRH . . . . .	69
Figura 14 – Percentual do montante de energia repactuado para cada classe na RRH	70
Figura 15 – Garantia física sazonalizada da RRH e geração total agregada do MRE .	71
Figura 16 – Relação de custos da RRH e MRE e benefícios da adesão à repactuação	71
Figura 17 – Relação de agentes de geração com ativos na RRH com liquidação para o ano de 2017 . . . . .	73
Figura 18 – Relação entre custos e benefícios para a PCH Dianópolis da Tocantins Energética com e sem a adesão à RRH . . . . .	74
Figura 19 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Cachoeira Caldeirão com e sem a adesão à RRH . . . . .	75
Figura 20 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Lajeado da CEB Geração com e sem a adesão à RRH . . . . .	76
Figura 21 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Santo Antônio do Jari pertencente a ECE com e sem a adesão à RRH . . . . .	77
Figura 22 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Teles Pires com e sem a adesão à RRH . . . . .	78
Figura 23 – Resumo dos pagamentos realizados pelos agentes que liquidaram o déficit energético da RRH . . . . .	78

# Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CCEAR	Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCRBT	Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias
CGH	Central Geradora Hidráulica
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Pesquisa Energética
CONER	Conta de Energia de Reserva
EER	Encargo de Energia de Reserva
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia Física
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
IBICT	Instituto Brasileiro de Informação em Ciências e Tecnologia
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MAE	Mecanismo Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia

MP	Medida Provisória
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
ONG	Organização Não Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
P&G	Petróleo e Gás
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RRH	Repactuação do Risco Hidrológico
Scielo	<i>Scientific Electronic Library Online</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
UHE	Usina Hidrelétrica
VRRH	Valor de Repasse da Repactuação do Risco Hidrológico

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b>	<b>15</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b>	<b>16</b>
1.2.1	Objetivo Geral	16
1.2.2	Objetivos Específicos	17
<b>1.3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>21</b>
<b>2.1</b>	<b>Teoria do Risco</b>	<b>21</b>
<b>2.2</b>	<b>Teoria da Regulação</b>	<b>22</b>
<b>2.3</b>	<b>Teoria dos Grupos de Interesse</b>	<b>25</b>
2.3.1	Agentes Setoriais como grupos de interesse	27
<b>2.4</b>	<b>Setor Elétrico Brasileiro - SEB</b>	<b>28</b>
2.4.1	Mercado e Comercialização	29
2.4.1.1	Mecanismo de Realocação de Energia	30
2.4.1.2	Preço de Liquidação das Diferenças	34
2.4.1.3	Garantia Física, Energia de Reserva e Sazonalização	35
2.4.2	Sistema Interligado Nacional - SIN	35
2.4.2.1	Despacho Centralizado	36
2.4.2.2	Despacho Fora da Ordem de Mérito de Custo	36
<b>2.5</b>	<b>Riscos</b>	<b>37</b>
2.5.1	Riscos de Mercado	38
2.5.2	Risco Hidrológico	38
<b>2.6</b>	<b>Repactuação do Risco Hidrológico</b>	<b>39</b>
2.6.1	No ACR	40
2.6.1.1	Produtos da Repactuação do Risco Hidrológico para os Geradores do ACR	40
2.6.2	No ACL	42
<b>3</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>43</b>
<b>3.1</b>	<b>Planejamento da Expansão e da Operação do Sistema</b>	<b>43</b>
<b>3.2</b>	<b>Despacho Térmico Fora da Ordem de Mérito de Custo</b>	<b>44</b>
<b>3.3</b>	<b>O Uso Político na MP 579/2012</b>	<b>45</b>
<b>3.4</b>	<b>Balanco Energético no MRE</b>	<b>47</b>
<b>3.5</b>	<b>Fator de Ajuste do MRE - <i>Generation Scaling Factor</i> (GSF)</b>	<b>53</b>
<b>3.6</b>	<b>Análise de Risco</b>	<b>57</b>
3.6.1	Risco Hidrológico	57

3.6.2	Mecanismo de Realocação de Energia como ferramenta de gerenciamento de risco . . . . .	57
3.6.3	Repactuação do Risco Hidrológico . . . . .	60
3.6.4	Análise da Repactuação do Risco Hidrológico . . . . .	61
3.6.4.1	Relação Custo x Benefício da Adesão à RRH . . . . .	63
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>72</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>75</b>
	<b>APÊNDICES . . . . .</b>	<b>77</b>
	<b>APÊNDICE A – PLANILHA DO MRE . . . . .</b>	<b>78</b>
	<b>ANEXOS . . . . .</b>	<b>83</b>
	<b>ANEXO A – FATOR <math>f</math> . . . . .</b>	<b>84</b>

# 1 Introdução

O setor elétrico possui 7.440 empreendimentos geradores de energia, com 164.831 MW de potência instalada em 03 de junho de 2019. Sendo 64,22% desta capacidade proveniente de fonte hídrica (PCHs, CGHs e UHEs), 9,14% de fonte eólica, 1,27% de fonte solar e 25,74% de fonte térmica (nuclear e combustível fóssil) <sup>1</sup> (ANEEL, 2019). O Operador Nacional do Sistema (ONS) apresentou nos últimos anos uma demanda média de 80 MWh/h (ONS, 2019a), com essa carga a ser atendida e em constante expansão, é necessário um sistema funcional, com reguladores e operadores bem estruturados e eficientes. Além disso, é fundamental o planejamento adequado para assegurar o suprimento energético para a demanda atual e sua expansão.

As vantagens de um sistema basicamente hidrotérmico envolvem a possibilidade de estoque, tanto de combustíveis fósseis quanto de água em reservatórios. Neste contexto, é observado o risco hidrológico na geração e distribuição de energia, em que há possibilidade de desabastecimento hídrico. Já as térmicas enfrentam os riscos de mercado de oscilação do preço do petróleo, tendo custo maior para ser gerada (OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017).

No funcionamento do setor elétrico estão envolvidos diversos agentes, os principais são os geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores (NERY et al., 2012). Na geração e comercialização predominam as leis do mercado, já os setores de transmissão e distribuição, caracterizados como monopólios naturais, são fortemente regulados (MAYO, 2012). Nesse complexo sistema, deve-se garantir: o suprimento energético para atendimento da demanda; a segurança econômica dos agentes; e, menor tarifa aos consumidores.

Desde a reforma do setor elétrico em 2004, os geradores hidrelétricos ficaram descobertos com relação ao risco hidrológico de suas operações, para sanar esses problemas foi criado o MRE. A iniciativa tinha o intuito de garantir o cumprimento de todos os contratos de geração, independente da afluência hidrológica (NERY et al., 2012). Porém, em decorrência de períodos de baixa pluviosidade consecutivos, a energia gerada pelos participantes do MRE foi insuficiente para suprir sua garantia física. Problemas de planejamento envolvem desde erros na previsão de aumento da carga futura, até escolhas de fontes que elevam os preços de produção de eletricidade a políticas energéticas que possam gerar passivos para os agentes. Após o racionamento ocorrido em 2001, o setor se preocupou em gerar infraestrutura para escoamento de energia, além disso, o governo implementou políticas de universalização do acesso à eletricidade (EPE, 2009).

Entre os anos de 2008 e 2010, as projeções de expansão se reduziram, devido à

---

<sup>1</sup> Dados de 03 de junho de 2019

crise financeira, os planos da EPE incorporaram os impactos econômicos no consumo de eletricidade, reduzindo as expectativas de crescimento do setor. A preocupação no Plano Decenal de Energia era o investimento nos setores de Petróleo e Gás (P&G), com o fim de aquecer a economia com a exportação de *commodity*. Desta forma, também foram planejadas termelétricas, principalmente à diesel, devido ao fato de que, além da dificuldade ambiental de implementação de um projeto hidrelétrico, a disponibilização dos empreendimentos térmicos se dá anteriormente aos hidrelétricos (EPE, 2009).

Porém, com o cenário negativo do petróleo e a preocupação cada vez maior em utilização de fontes de energia limpa, as expectativas não se cumpriram. O Custo Marginal de Operação (CMO) subiu e o ONS se viu responsável por coordenar a situação, por um lado, geradores hidrelétricos insatisfeitos por terem que comprar energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), de outro lado os geradores térmicos requisitando produzir energia para evitar futuras instabilidades decorrentes da indisponibilidade de combustíveis. Assim, em períodos chuvosos, ao invés de respeitar o reabastecimento de reservatórios, foram despachadas hidrelétricas além do que se deveria, aumentando o risco hidrológico em detrimento da redução de custos.

Assim, os geradores devem negociar no MCP e adquirir energia a preços mais altos do que seu retorno financeiro. Em todo esse contexto, os agentes de geração hidrelétricos ficaram endividados, porque a energia entregue não foi correspondente ao celebrado em contrato, o que significa valores de *Generation Scaling Factor* (GSF) abaixo de 100%.

Essa situação causou desequilíbrio para os participantes do MRE, com muitos passivos e dívidas bilionárias. Desta forma, o setor elétrico foi judicializado, inúmeros agentes seguiram operando com liminares e postergando o pagamento e tentando parcelar os valores exorbitantes de seus débitos (CORREIA, 2018). Para solução destes problemas, o governo permitiu a repactuação do risco hidrológico dos geradores com os consumidores, a depender do mercado de comercialização e oferecendo diferentes produtos para tanto.

Além de ter sido causado por longos períodos de aflúncias abaixo da média histórica, e níveis de pluviosidade mais baixos desde o início de sua aferição, o setor também sofreu com má gestão e falta de planejamento adequado. Com fontes alternativas intermitentes, que requerem altos investimentos, e térmicas a combustível, cada vez mais caro, o custo de geração de energia no Brasil aumentou muito, chegando a apresentar valores de PLD de  $822,23 \frac{R\$}{MWh}$  durante quase todo o ano de 2014 (CCEE, 2014).

## 1.1 Justificativa

A crise energética entre os anos de 2013 e 2014 ocasionada pelos baixos reservatórios e o uso das usinas térmicas na base da geração de energia, levou ao endividamento dos geradores de energia hidrelétrica participantes do MRE, que tiveram que comprar



energia no MCP (CASTRO; BRANDÃO, 2017).

O alto custo de geração de energia aumentou a insatisfação dos consumidores residenciais, que ora receberam a promessa do governo federal de redução da conta de energia elétrica, através da MP 579/2012, posteriormente convertida na Lei n.º 12.783/2013. A medida trouxe enormes passivos para o setor de geração de energia, os agentes então recorreram à justiça e hoje o setor elétrico está "judicializado" (CASTRO; BRANDÃO, 2017). Com liminares obtidas judicialmente, as liquidações e transações do setor encontram-se estagnadas, acumulando uma dívida bilionária de mais de R\$ 100 bilhões até dezembro de 2017 (CCEE, 2017).

Essa situação de judicialização do setor traz instabilidades, já que ao se negociar na justiça decisões do regulador, sua autoridade é posta em xeque. Além disso, é questionada a capacidade do governo em criar políticas públicas eficientes, que asseguram o equilíbrio dos agentes e garante sua solidez econômica. Sob o respaldo de liminares, os agentes do setor não estão liquidando os valores não pagos no MCP.

Essa situação de judicialização do setor traz instabilidades, já que ao se negociar na justiça decisões do regulador, sua autoridade é posta em xeque. Além disso, é questionada a capacidade do governo em criar políticas públicas eficientes, que asseguram o equilíbrio dos agentes e garantem sua solidez econômica. Sob o respaldo de liminares, os agentes do setor não estão liquidando os valores não pagos no MCP.

Na tentativa do governo em resolver essa situação, foi instaurada a MP 688/2015, posteriormente convertida na Lei n.º 13.203/2015, que estabelece os produtos oferecidos para a repactuação do risco hidrológico a depender do mercado de comercialização desta energia, apesar de ser uma medida recente, já apresenta problemas, uma vez que os consumidores estão arcando cada vez mais com os custos do risco hidrológico e falhas de regulação, ao mesmo tempo que não têm poder de decisão sobre a adesão ou não desses custos, cabendo ao órgão regulador garantir a proteção dos consumidores cativos.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é avaliar as consequências financeiras do risco hidrológico para os agentes geradores hidrelétricos participantes do MRE entre os anos de 2005 e 2017, bem como verificar os fluxos energéticos apontados entre a energia contratada, energia entregue, energia secundária, energia armazenada e antecipação de garantia física.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Descrever os riscos de mercado e hidrológico do MRE;
- Analisar a operação física do mercado de energia no Brasil;
- Avaliar o balanço energético no MRE;
- Avaliar o risco associado aos agentes de geração hidrelétrica;
- Avaliar os custos e benefícios para consumidores e geradores da adesão a Repactuação do Risco Hidrológico.

## 1.3 Metodologia

Quanto à classificação dos objetivos da pesquisa, a deste trabalho tem natureza exploratória, ou seja, com o objetivo de se familiarizar com o problema, tornando ele mais explicativo ou construindo hipóteses, sendo flexível em seu planejamento, para isso, assumindo a forma de pesquisa bibliográfica. Foram realizadas pesquisas nos dados disponíveis em sites da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), bem como buscas nas bases de teses e dissertações do Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia (IBICT) e na base do portal periódicos Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e Scientific Electronic Library Online (SciELO) para artigos, relacionadas ao setor elétrico.

Neste trabalho, foram analisados o desenvolvimento e aprimoramento do setor elétrico após a implementação do novo modelo, sendo analisado o período compreendido entre os anos 2005 a 2017. As publicações consultadas com o intuito auxiliar na construção da fundamentação teórica deste trabalho e os dados obtidos na ANEEL e ONS foram apresentados com objetivo de consolidar as análises teóricas realizadas. Já os relatórios da CCEE que foram consultados, em conjunto com as Regras de Comercialização da ANEEL, permitiram construir uma planilha, disponível no anexo deste trabalho, que calculou os fluxos energéticos no balanço do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A metodologia abordada neste trabalho teve como base a análise das planilhas disponibilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) acerca do MRE dentre os anos de 2005 a 2017. O período de estudo foi escolhido por ser o primeiro ano em que o GSF ficou acima de 100%, tendo em vista que houve racionamento em 2001, o déficit se prolongou até 2004. Utilizando o Excel® foi avaliada a energia contratada, energia entregue, energia secundária e a antecipação de garantia física, possibilitando a visualização gráfica do balanço energético do MRE através da planilha disponível no Apêndice A.

Na construção da planilha presente no Apêndice A de forma simplificada, foram utilizados os valores de garantia física sazonalizada do conjunto de usinas e a energia entregue pelos geradores hidrelétricos disponibilizados nos relatórios do Infomercado e dos Procedimentos de Comercialização da CCEE. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) utilizado foi uma média entre os valores distintos para cada semana e patamar de carga, a média desses valores constitui o valor utilizado para realizar os demais cálculos. Os cálculos realizados seguem as Regras de Comercialização da CCEE vigentes, cujos cálculos estão dispostos nas equações do item 2.4.1.1. As análises quantitativas e qualitativas dos dados disponibilizados pela CCEE foram realizadas seguindo as Regras de Comercialização da CCEE v. 2019.1 de cada ano referente ao período de análise.

Para obtenção dos valores de energia, foi multiplicado o valor da potência gerada pelas horas referentes a cada mês. Para obtenção do custo a ser contabilizado no mês foi multiplicada a diferença entre a energia gerada e a garantia física pelo valor de PLD médio, assim obtendo um valor a ser atribuído ao PLD, podendo este ser negativo, representando um déficit a ser custeado pelos geradores, ou uma sobra, a ser comercializada com energia secundária e alocada de acordo com o direito de cada usina sob a geração de energia secundária.

As diferenças entre a garantia física e a geração de energia representam o balanço energético do MRE, sendo as áreas do gráfico correspondentes à sobra ou ao déficit de energia. A sobra de energia é comercializada como energia secundária, sendo remunerada a preços de PLD e alocada de acordo com o direito à energia secundária das usinas, dependendo então do submercado de onde a energia é produzida e para onde ela é comercializada. O déficit de energia deve ser suprido por meio da compra de energia no Mercado de Curto Prazo, sendo comprada energia também a preços de PLD para alocar energia ao submercado do déficit, esse valor é rateado por todos os agentes de geração hidrelétricos de forma proporcional à sua garantia física, mesmo que individualmente as usinas tenham cumprido sua garantia física.

Para melhor visualização do custo da alocação de energia no MRE, foram realizados cálculos estatísticos de custo acumulado utilizando o Excel<sup>®</sup>, somando o custo acumulado mês a mês, dividindo-o pelo custo total ao final do período de análise, podendo obter a curva de custo acumulado e podendo constatar a contribuição de cada período para o custo total do MRE.

A fim de analisar a Repactuação do Risco Hidrológico, foi utilizada a planilha da CCEE para o ano de 2017, a primeira que traz informações da Repactuação do Risco Hidrológico (RRH). Mesmo que os primeiros contratos tenham entrado em vigor em 2016, com a renovação das concessões das garantias físicas, o início dos pagamentos pode ser postergado. A partir delas, foi possível visualizar a quantidade de ativos que aderiram a cada produto de repactuação, bem como o montante de energia alocado para cada

gerador.

As usinas analisadas foram as que tiveram seus contratos de repactuação iniciados em 2016, sendo contempladas neste trabalho aquelas que iniciaram a cessão do risco hidrológico nos anos de 2016 e 2017, são elas: Tocantins Energética S.A, CEB Lajeado S.A, Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A, ECE Participações S.A e a Companhia Hidrelétrica Teles Pires.

A partir dos dados disponibilizados pela CCEE em suas planilhas de InfoMercado de Dados Gerais e de Dados Individuais foram obtidos os dados de garantia física *flat* da RRH pelo conjunto de usinas no MRE que aderiram à repactuação e a geração total agregada, foram utilizados também os mesmos dados para as usinas individuais que realizaram seus pagamentos de prêmios de risco em favor da CCRBT ainda em 2017.

Na análise dos dados gerais para o conjunto de usinas que aderiram à repactuação foram utilizados os dados de geração total agregada do MRE e a garantia física *flat* da RRH, para obter a curva do GSF *flat* foi feita a razão entre a geração e a GF, a série de pagamentos realizada pelos geradores foi obtida através do indicativo de adimplemento da CCEE e o Valor de Repasse do Risco Hidrológico (VRRH) estava disponível na planilha de dados gerais. A partir das curvas foi possível visualizar os resultados e analisá-los, a sua manipulação foi feita de acordo com as regras de comercialização da CCEE para os dados do MRE, enquanto os dados da RRH não foram construídos e sim diretamente utilizados da planilha da CCEE.

Para os dados individuais, foram também utilizados os valores da geração de cada usina no MRE, como disposto nas regras de comercialização da CCEE e a garantia física *flat* da RRH para cada usina. Todas as usinas representadas neste trabalho realizaram os pagamentos do prêmio de risco no ano de 2017, foi utilizado o valor declarado na planilha de adimplemento da CCEE, que é correspondente ao mesmo valor do conjunto de usinas, afinal foram as únicas que tiveram que começar a liquidação dos valores ainda em 2017.

A VRRH utilizada para designar o pagamento dos consumidores foi retirada da planilha de dados individuais. De acordo com as regras de comercialização da CCEE deve ser utilizada na contabilização as sobras e déficits de energia e sua alocação entre os submercados, como esta manipulação é trabalhosa, os dados não foram construídos pela autora, foram retirados diretamente da planilha da CCEE. Por isso o excedente energético denominado benefício do consumidor é referente ao que cada usina proporciona ao MRE, amenizando impactos do risco hidrológico, o que não significa exatamente que este valor será repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT). Apenas no mês de fevereiro de 2017 que o excedente energético do conjunto de usinas proporcionou ganho financeiro em favor dos consumidores.

Este trabalho está dividido em 3 capítulos, a Introdução, em que é apresentado

---

o escopo do trabalho, seus objetivos, a justificativa do estudo e a análise que se pretende realiza; o Segundo Capítulo apresenta o Referencial Teórico, que baseará todo o desenvolvimento deste trabalho; no Terceiro Capítulo consta o desenvolvimento deste trabalho, com os resultados e análise obtidos; as Considerações Finais obtidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho; bem como os próximos passos para a continuação do desenvolvimento da análise para o Trabalho de Conclusão de Curso 2.

## 2 Referencial Teórico

Este capítulo destina-se a apresentar o referencial teórico que apoia o desenvolvimento desse trabalho. Nele serão tratados, principalmente, aspectos referentes à Teoria do Risco (2.1), que aborda, fundamentalmente os riscos associados aos empreendimentos do setor elétrico, especialmente a geração hidrelétrica; Teoria da Regulação (2.2), que trata da necessidade de atuação de um regulador para setores que predominam o monopólio natural e os modelos regulatórios existentes; Teoria dos Grupos de Interesse (2.3), que aborda a atuação dos agentes do setor e o uso político nas instituições governamentais; bem como uma descrição do Setor Elétrico Brasileiro (2.4), que apresenta o funcionamento do Setor, considerando o Mercado e a Comercialização, o Mecanismo de Realocação de Energia e a operação do SIN; Riscos (2.5) associado ao setor, tais como: o risco de mercado e o risco hidrológico; a Repactuação do Risco Hidrológico (2.6) para os dois ambientes de contratação, o ACL e o ACR.

### 2.1 Teoria do Risco

Todo tipo de planejamento implica em tomada de decisões, e o processo de escolhas envolve incertezas, que são eventos que impactam de forma significativa um projeto (MAYO, 2009). As incertezas são caracterizadas por eventos cujos resultados são desconhecidos, porém que podem impactar significativamente o projeto e são analisadas qualitativamente. A medida quantitativa das incertezas é o risco, em que se associam probabilidades aos resultados de quaisquer eventos (DONÁRIO; SANTOS, 2016). Ou seja, o risco é uma atividade que implica em prejuízos, que podem ser determinados de forma probabilística. O objetivo de aferi-las é reduzir ao máximo quaisquer riscos que possam vir a ocorrer, como, por exemplo, o risco hidrológico.

A tomada de decisão se caracteriza por três tipos de situações, caracterizadas de acordo com o nível de conhecimento dos resultados e suas probabilidades (MAYO, 2009):

1. **Situação certa** - É aquela em que há apenas um resultado possível, conhecido e certo.
2. **Situação de risco** - É aquela em que há vários resultados possíveis, de probabilidades conhecidas.
3. **Situação incerta** - É aquela com vários resultados possíveis, de probabilidades desconhecidas ou que dependem de decisões subjetivas.

Para a tomada de decisão em situações de risco é realizada uma série de análises para escolher quais os riscos que podem ser assumidos, denominados riscos aceitáveis. O caráter de aceitabilidade se relaciona com a menor probabilidade de trazer prejuízos ao projeto maximizar os benefícios. A administração de riscos é fundamental para elaborar políticas públicas, quantificando e diferenciando quais são os riscos relevantes ou básicos, podendo estabelecer prioridades e alocando recursos (GUIVANT, 1998).

Na operação do setor elétrico, o ONS é o responsável pela avaliação de riscos associados à geração de energia (BRASIL, 2014). Por meio de modelos computacionais, o operador elabora estudos, estimando incertezas e o nível de dependência entre elas, suas probabilidades associadas, média e variância. Existem dois tipos de modelos, aqueles voltados para otimização do sistema, e os que são encarregados de sua simulação. Com o auxílio desses modelos, o operador é capaz de avaliar quais as melhores estratégias de geração de energia, minimizando custos, possibilitando o atendimento da demanda a curto, médio e longo prazo (ONS, 2001).

No âmbito da comercialização, os riscos associados estão ligados ao modelo de operação do mercado de comercialização de energia. Com o Novo Modelo do Setor Elétrico, implantado em 2004, os geradores ficam suscetíveis à volatilidade de preço do Mercado de Curto Prazo (*spot*), desprotegidos de regulação e obrigados a arcar com todos os custos decorrentes disso. Os geradores de energia hidrelétrica estão sujeitos a um tipo de risco que demais geradores não estão sujeitos, o risco hidrológico. As vazões dos reservatórios estão sujeitas à sazonalidade. Apesar de ter poucas ocasiões em que as condições hidrológicas são realmente desfavoráveis, desequilíbrios no sistema podem acontecer, e assim, o gerador pode ficar comprometido com dívidas enormes (MEDEIROS, 2004).

Para avaliar a exposição aos riscos dos agentes e tentar minimizá-los, podem ser adotadas inúmeras metodologias de análise de riscos, uma delas é a Aversão ao Risco, que depende do peso financeiro que o risco pode imputar ao investidor, quais os tipos de risco que ele pretende correr em seu investimento, qual o peso das perdas em relação aos ganhos esperados. Esta situação é evidenciada na repactuação do risco hidrológico, em que o gerador pode escolher qual o risco está pretendendo se submeter, em detrimento dos ganhos que pode obter ao se submeter ou não ao risco (DONÁRIO; SANTOS, 2016), quanto maior o risco que o gerador assume, menor o prêmio de risco que deverá pagar, e maior será seus ganhos, entretanto suas perdas também serão maiores.

## 2.2 Teoria da Regulação

A regulação consiste de um conjunto de princípios, normas, regras e processos decisórios que mantém equilíbrio e harmonia entre os agentes envolvidos. A partir do estudo dos fenômenos sociais e históricos, é possível observar a importância da regulação

dos sistemas, com a criação de instituições que regem seu bom funcionamento. A teoria da regulação se fortalece num contexto em que, em meio ao desenvolvimento industrial, começou-se a discutir acerca de produtividade. E foi possível observar que, muito embora o conhecimento científico tenha revolucionado o modo de ver o crescimento econômico, o fator principal para que se alcançasse tal progresso foi o fortalecimento das instituições e regulação dos setores envolvidos (GUIVANT, 1998). Desta forma, percebe-se que apenas as forças econômicas não são capazes de assegurar a ordem social, é necessária a ação do Estado para coordenar as ações dos agentes setoriais (NERY et al., 2012). Entretanto, é necessário observar que os agentes reguladores sofrem influências que serão abordadas adiante na teoria de grupos de interesse, o que muitas vezes prejudica sua capacidade de maximizar o interesse público em detrimento de seus interesses individuais (SOARES, 2007).

A regulação se faz necessária no setor elétrico devido à existência das falhas de mercado, que consistem em eventos nos quais a livre ação do mercado pode acabar imputando em efeitos mais negativos do que positivos (CASTRO; BRANDÃO, 2008), são elas:

1. **Mercados caracterizados por monopólios ou oligopólios** geralmente estão relacionados à ineficiência dos setores em que estão inseridos, não realizando investimentos para expansão do setor e melhorias do sistema, além disso podem realizar o controle de preços do mercado (CAMPOS, 2008);
2. **Externalidades** estão relacionadas às ações que as empresas privadas podem tomar para defender os próprios interesses, como a redução da qualidade dos produtos ou serviços fornecidos com objetivo de aumentar sua margem de lucro, ou ainda repassar custos operacionais decorrentes de situações que não podem ser controladas, sem levar em consideração os benefícios sociais sacrificados em detrimento do benefício privado (CAMPOS, 2008);
3. **Assimetrias de informações** são caracterizadas pela dificuldade do acesso à informações acerca do serviço prestado, seja pela falta de recursos para ter pleno acesso à informação, seja pela ocultação de má fé por parte do prestador de serviço, ou ainda não ser possível identificar problemas no serviço em curto prazo (CAMPOS, 2008);
4. **Serviços de bem público** possuem problemas relacionados à não-rivalidade e à não-exclusividade no suprimento dos serviços, atrelados ao fato de que o aumento de consumo de um serviço por determinado consumidor, não impede o acesso de um segundo consumidor a este produto, a demanda sempre deve ser atendida, além disso não pode deixar de ser fornecido para quaisquer grupos (CAMPOS, 2008);



5. **Inequidade na distribuição de renda** é uma situação que exige intervenção de um agente regulador de forma a equiparar o acesso aos bens básicos de consumo de um grupo que não teria acesso a esses serviços sem assistência governamental (CAMPOS, 2008);
6. **Ações governamentais** são requeridas pelas falhas de mercado, porém, muitas vezes, a ação das instituições controladas pelo governo pode acabar gerando efeitos no mercado, geralmente marcados pela má gestão, desequilíbrio orçamentário ou até mesmo pelo uso político das agências (CAMPOS, 2008).

Pode-se destacar principalmente: os monopólios naturais, a oferta de bens públicos e a intervenção governamental no mercado. No setor elétrico alguns setores como a transmissão e distribuição não possuem concorrência devido aos custos adicionais que traria, inviabilizando o livre mercado. Além disso, um problema presente nos setores de fornecimento de serviços básicos, como saneamento básico, energia elétrica e transporte público, é a falta de investimento na expansão para garantir a plena operação dos sistemas. A forma de remuneração dessas empresas muitas vezes desestimula o desenvolvimento de novas tecnologias e implementação de melhorias (CASTRO; BRANDÃO, 2008).

No tocante ao gerenciamento de riscos (*hedging*), sua regulação também deve ser realizada pelo Estado, uma vez que, ao deixá-los ao controle dos mecanismos de mercado, sua distribuição é desigual entre os indivíduos de uma sociedade (GUIVANT, 1998). O modelo de regulação do setor elétrico brasileiro é centrado em uma instituição pública independente, a ANEEL, sendo de fundamental importância que a regulação esteja separada da elaboração de políticas energéticas, a cargo do MME e do CNPE. Dentre as características de um regulador independente e forte é preciso destacar a presença de um sólido corpo técnico e a compreensão de sua competência, sem interferir na política energética e nos direitos do agente regulado (NERY et al., 2012).

Em setores em que predomina o monopólio natural, como nos casos da Transmissão e Distribuição, a regulação deve ser rígida, de modo a garantir a qualidade e prestação dos serviços. Já no ambiente de concorrência, como Geração e Comercialização, é dever do regulador garantir o livre funcionamento do mercado de energia. Regulando os contratos que fazem parte do mercado regulado, e minimizando-a no mercado livre de comercialização (NERY et al., 2012).

Existem dois modelos regulatórios predominantes, a regulação pelo custo do serviço (*Cost-Plus*) e a regulação pelo preço-teto (*Price-Cap*).

No regime pelo custo é garantido ao empreendimento o retorno financeiro de seu investimento e a cobertura de seus custos operacionais (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2007), este modelo é comumente utilizado em monopólios naturais, como os setores de transmissão e distribuição brasileiros e requer adoção de princípios de “atratividade” e

“razoabilidade” do regulador (PIRES; PICCININI, 1998). Muito embora a adoção do *cost-plus* proporcione estímulo de expansão e investimentos em infraestrutura, pode ocorrer má alocação de recursos e baixa preocupação com a produtividade, uma vez que todos os seus custos estão assegurados, além de uma taxa de retorno atrativa, explicitada a seguir.

$$T_{ref} = T_{ri} + h(T_{res} - T_{ri}) \quad (2.1)$$

Em que:

$T_{ref}$  é a taxa de retorno efetiva obtida pelo agente;

$T_{ri}$  é a taxa de retorno inicial;

$T_{res}$  é a taxa de retorno esperada pelo agente;

$h$  é um valor que varia entre 0 e 1, sendo 0 quando o agente arca com o todos os custos operacionais e 1 quando eles são integralmente repassados aos consumidores

No **regime por incentivo**, há o estabelecimento de um preço-teto para a tarifa, anualmente corrigida pela inflação e descontada do retorno de produtividade. Este modelo estimula a produtividade, sendo recompensado o agente que obtiver índices de produtividade maiores que os preestabelecidos, proporcionando liberdade de gestão para as empresas. Nestes casos, o agente pode incorporar esse ganho para si, que também é compartilhado com o consumidor através da redução da tarifa (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2007). No *price-cap* é estabelecido um preço teto para os custos médios de operação, corrigido anualmente de acordo com o IPCA, subtraído o fator X, coeficiente de produtividade, para um dado período operativo, em geral de 4 anos (PIRES; PICCININI, 1998).

A tarifa de energia é constituída pelos custos não gerenciáveis, como: custo de energia, custos de transmissão e encargos setoriais, que são repassados aos consumidores pelas distribuidoras, além dos custos gerenciáveis do projeto, tais como: custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração de capital, cota de depreciação e outras receitas, e o fator de produtividade, que permite ao distribuidor receber devido às obras de infraestrutura desenvolvidas (BRASIL. SGT (ANEEL), 2016).

$$TARIFA = PARCELA\_A + PARCELA\_B + FATOR\_X \quad (2.2)$$

## 2.3 Teoria dos Grupos de Interesse

Grupos de interesse são constituídos por indivíduos que se identificam por terem objetivos comuns, que se beneficiariam coletivamente, de modo a maximizar seu bem-estar. Dentre algumas atribuições dos grupos de interesse, pode-se destacar os grupos

de pressão, responsáveis por realizar pressão política de forma a garantir o bem-estar social deste grupo. A influência que esses grupos exercem na tomada de decisão pode ser quantificada e calculada de acordo com a forma com que isso afeta aqueles que são alvo da pressão (GUIVANT, 1998).

No setor elétrico brasileiro, em que se destaca forte presença de instituições públicas na elaboração de políticas, os grupos de interesse fazem uso de seu poder político para fazer pressão em indivíduos que participam de sua decisão, como os parlamentares. Na conceituação do "Uso Político" atribui-se os benefícios que os grupos levariam sobre eles, em contraposição às perdas que infligiriam (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

### **Benefícios a Curto Prazo - Custo a Longo Prazo**

São ações que resultam em benefícios em curto prazo da implementação da política energética, porém carregam grande ônus em longo prazo (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

### **Benefício Definido - Custo Indefinido**

São aquelas que possuem benefícios bem definidos e quantificados, porém que não se sabe, ou não se deixa transparecer seus reais custos e/ou quem arcará com eles (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

### **Subsídio do Setor Elétrico para o Estado**

São situações nas quais o Setor Elétrico é utilizado como fonte de recursos do próprio governo para outros projetos que não fazem parte do Setor, sacrificando a própria capacidade de expansão e manutenção do sistema, e competitividade entre os agentes (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

### **Estratégico Sobreposto ao Econômico**

São situações nas quais as estratégias escolhidas para serem empregadas, desconsideram o mínimo de rentabilidade, sem dar maiores justificativas, apenas atribuindo-o à sua importância (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

A formação de grupos de interesse que façam "uso Político" resulta em grandes passivos para o setor elétrico (MÜLLER-MONTEIRO, 2007). Alguns deles são:

- **Controle de tarifas e inflação;**
- **Concentração de carga tributária** por meio de impostos e encargos;
- **Exercício de controle político** de instituições ou até setores inteiros por meio de indicações políticas;
- **Obras de expansão do setor** possuem resultados em longo prazo e grandes dividendos;

- **Controle dos fundos de pensão** podem ser utilizados em projetos com baixa perspectiva de retorno, comprometendo o equilíbrio econômico-financeiro;
- **Interferência no regulador** através de indicações políticas e corte de verbas, além das críticas sofridas;
- **Subsídio de Projetos Sociais** a partir do uso das tarifas de eletricidade à custa dos agentes do setor;
- **Leilões de Energia** podem ser assumidos pelas empresas estatais de forma equivocada a partir da assunção de preços artificialmente baixos.

### 2.3.1 Agentes Setoriais como grupos de interesse

- **ANEEL** é o agente público regulador do setor elétrico, sua função é garantir o equilíbrio entre governo, investidor e consumidor. Além disso, possibilita prosseguir projetos e políticas públicas além de mandatos. Desta forma, ela atua como ferramenta para evitar beneficiamento político em curto prazo e asseguram prosseguimento de programas em longo prazo. Além disso, equilibra os interesses dos investidores e consumidores (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).
- **ONS** é uma entidade privada responsável pelos procedimentos e operações do despacho de energia. Por ser um agente técnico do sistema, não deve ter intervenção governamental. Está subordinado à ANEEL para aprovação de seus procedimentos, e depende do planejamento da EPE para disponibilização de empreendimentos energéticos e linhas de transmissão para escoamento de energia (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).
- **CCEE** é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que opera a comercialização de energia. Possui representantes da Geração, Distribuição e Comercialização em seu corpo administrativo. É custeada pelos agentes, sendo vetado o repasse de seus custos operacionais para a tarifa de energia elétrica. Tem atuação voltada para o aspecto técnico e possui pouca influência política (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).
- **MME** é uma instituição governamental que, por apresentar trocas de gestão a cada mandato presidencial, representa o interesse político em curto prazo. Sua responsabilidade é atender os interesses da sociedade por meio de ações tomadas pelos políticos e atender demandas em curto prazo. Muitas vezes, o atendimento a essas demandas pode resultar em passivos para a sociedade, ou dificultar o prosseguimento de determinadas políticas, ou problemas para se definir prioridades entre os programas voltados para o setor elétrico (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

- **EPE** é um organismo privado ligado ao MME responsável por realizar pesquisas e estudos que norteiam as políticas públicas energéticas. Está envolvida na elaboração de planos de curto e longo prazo, entretanto, subordinada a um ente público para a implementação de seus projetos. Cabendo ao ministro e secretários decidirem quais os projetos aos quais se deve dar prosseguimento (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).
- **CMSE** é ligado ao poder Executivo e tem como função o acompanhamento das políticas energéticas e assegurar o suprimento energético em todo país. Constituído por membros do MME e ONS, adquire caráter técnico e político, além de fortemente ligado ao governo federal devido a sua subordinação a ele (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).
- **CNPE** é um órgão de assessoramento da Presidência da República, formulando políticas e diretrizes voltadas para o aproveitamento de recursos energéticos. É responsável por realizar a integração de diversos agentes, ministérios, secretarias federais e estaduais, e representantes civis especialistas em energia. Devido a sua composição ligada ao governo, possui forte natureza política. Podendo sofrer pressões políticas para atuar em favor de projetos de curto prazo (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

Além dos organismos ligados ao governo federal, temos outros agentes como os geradores, comercializadores, transmissores, distribuidores e consumidores que defendem os interesses que têm em comum. Existem também diversas associações de classe que organizam agentes de acordo com seu setor.

Dos grupos de interesse citados, serão tratados principalmente: o MME, a EPE e o ONS, e dentre os agentes serão tratados especialmente os agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE.

## 2.4 Setor Elétrico Brasileiro - SEB

Após o racionamento ocorrido em 2001, o setor elétrico passou por uma reestruturação que culminou no chamado “Novo Modelo do Setor Elétrico”, incorporado em 2004 através das Leis n.º 10.847/2004 e 10.847/2004. Esta reformulação se fazia necessária para garantir a expansão do sistema, manter a atratividade financeira para o setor privado e incentivo da modicidade tarifária. Além disso, não havia práticas de gerenciamento de risco nos modelos anteriormente adotados. (TOLMASQUIM; ROUSSEFF, 2011).

Como o consumo de energia no Brasil estava cada vez maior, para atender a carga demandada o SEB requer constante investimento para expansão. Por isso a matriz brasileira vem se diversificando tanto, explorando as diversas fontes disponíveis para garantir o suprimento energético. Para tanto, é necessária uma infraestrutura robusta, uma agenda

regulatória imparcial que garanta seu pleno funcionamento e gestão eficiente e integrada (NERY et al., 2012).

O SEB é dividido entre 4 agentes que estão envolvidos em sua operação, são eles: os geradores, os transmissores, os distribuidores e os comercializadores. Esses agentes se relacionam com diferentes órgãos da administração Federal, os Ministérios de Minas e Energia e Meio Ambiente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o Comitê Nacional de Política Energética (CNPE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Existem também empresas de caráter misto, como as Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS) e as privadas, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017).

Existem três grandes frentes no SEB: planejamento, operação e regulação. Essa fragmentação acarreta em dificuldades para tomada de decisão e responsabilização dos atores (NERY et al., 2012). A presença de diversos organismos governamentais nos processos decisórios prejudica a compreensão total e entendimento do funcionamento do setor por parte daqueles que estão fortemente envolvidos em sua estruturação (OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017).

No âmbito do planejamento, a EPE é responsável por elaborar pesquisas energéticas com relação à expansão do sistema que guiarão as escolhas do governo federal para desenvolver o SEB. É ela quem prevê o aumento de carga, prediz qual será a geração necessária para seu atendimento, os tipos de fonte que serão utilizadas, qual será a infraestrutura de transmissão a ser implantada, e os períodos a serem realizados os leilões (BRASIL, 2004). Desta forma, a ANEEL é responsável por realizar os leilões de energia nova ou existente, os leilões de transmissão e as concessões de distribuição de energia (BRASIL, 1996).

Na evolução do sistema brasileiro, um dos maiores desafios da ampliação do sistema é a adequação das novas instalações às pré-existentes e também ao novo modelo de gestão. As reformas que foram adotadas com esse fim não foram satisfatórias e acabaram agravando mais ainda os problemas observados (OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017).

Neste trabalho será abordada a atuação dos agentes de regulação (ANEEL), operação (ONS) e os geradores de energia hidrelétrica, especificamente.

#### 2.4.1 Mercado e Comercialização

Desde a criação do novo modelo do setor elétrico, a CCEE passou a ser a responsável pela celebração dos contratos de compra e venda de energia. Por meio do Decreto n.º 5.163/2004, foi criado o conceito de lastro para comercialização de energia entre Agentes Vendedores e Agentes Compradores de energia, sendo constituído pela garantia física de

empreendimentos de geração ou firmados em contratos de compra de energia. Assim, os Agentes Vendedores Geradores deveriam garantir 100% da energia negociada em contratos por meio do lastro físico, energia de reserva para suprimento da demanda. Enquanto os distribuidores de energia deveriam também garantir o cumprimento da totalidade de seus contratos por meio da compra de energia em leilões, sendo obrigados a negociar 5 anos de suprimento energético antecipadamente.

Em 2004, a partir da publicação da Lei n.º 10.484/2004 a comercialização passou a ser realizada em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que se diferenciam pelos consumidores e a modalidade de obtenção dos contratos.

No ACR os consumidores são os chamados “cativos”, que consomem até 500 kW, atendidos pelas distribuidoras de energia. Os contratos de comercialização são obtidos por meio de leilões de energia regulados pela ANEEL, do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e Geração Distribuída (GD). Sendo as distribuidoras e permissionárias responsáveis por comprovar contratação de toda a energia necessária para atendimento de carga com 5 anos de antecedência, adquirindo Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

No ACL os consumidores são denominados “livres, que consomem acima de 3.000 kW, e seus contratos de comercialização são bilaterais, negociados livremente através das comercializadoras, os consumidores que forem atendidos em tensões iguais ou superiores a 69 kV podem optar pela compra e venda de energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia participantes no mesmo sistema interligado.

Existem também os consumidores especiais, os consumidores livres ou conjuntos de consumidores que consomem entre 500 e 3.000 kW de energia, que podem adquirir energia diretamente os geradores de energia elétrica participantes do Programa Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

Qualquer diferença da energia produzida para a celebrada em contrato, seja excedente ou falta de energia, deve ser liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) a Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Existem duas formas de contratação no MCP para o ACR a fim de assumir o risco hidrológico: os contratos de quantidade de energia, em que o risco hidrológico é assumido integral ou parcialmente pelos geradores; os contratos de disponibilidade de energia, nos quais as distribuidoras assumem o risco hidrológico e exposições financeiras, podendo repassá-los para os consumidores.

#### 2.4.1.1 Mecanismo de Realocação de Energia

Devido à grande extensão territorial do Brasil, há diferença entre os períodos de seca e chuvas entre as regiões. Desta forma, para garantir o abastecimento do SIN, e não

comprometer os geradores, foi criado o MRE, que possibilita preservar água em regiões que estão em período seco, produzindo energia nas regiões mais favorecidas hidrologicamente, garantindo a segurança energética. Outro motivo para a criação do MRE foi a existência de usinas em cascata, ou seja, que compartilham o mesmo curso de água. Com o despacho centralizado, as usinas têm seu risco hidrológico minimizado e compartilhado com as demais participantes do mecanismo (OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017).

O MRE permite que o gerador receba por sua garantia física - GF, mesmo que ele esteja em período de baixa hidrologia, desde que a GF total do sistema esteja assegurada, ou seja, desde que a energia produzida seja igual ou superior à contratada. A realocação ocorre de forma que as usinas que produziram acima de suas GFs “transfiram” o excedente para as que geraram abaixo. Desta forma, o sistema fica assegurado e todos os geradores ganham o retorno financeiro acordado em contrato (CCEE, 2012).

O funcionamento do MRE se dá por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), de forma tal que em caso de excedente energético em determinadas usinas, ele possa ser revertido em favor das demais usinas participantes do MRE que estejam em déficit, ao final, o ideal seria que todas as sobras compensassem todos os déficits, e assim haveria situações de equilíbrio em todo o mecanismo. Porém, essa situação é muito rara, por vezes há excedente energético para o conjunto de usinas, portanto o bônus energético é comercializado como energia secundária e distribuída para todas as usinas de forma proporcional à sua garantia física (CCEE, 2012).

Da mesma forma acontece para as situações de déficit energético, em que o déficit de energia entregue deve ser compensado por meio da compra de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), sendo então a responsabilidade financeira pela compra de energia rateada para todos os geradores hidrelétricos de forma proporcional à sua garantia física, mesmo que tenham individualmente tido geração de energia secundária (CCEE, 2012).

A alocação de energia é feita de forma a alcançar o menor custo para os geradores, como essa energia é alocada de acordo com o PLD, os excedentes energéticos são alocados prioritariamente entre usinas pertencentes do mesmo submercado e posteriormente, em caso de excedente no submercado, repassada para outro submercado que tenha menor diferença de PLD com o do submercado de origem da energia alocada (CCEE, 2012).

Ao final da alocação de energia em sobra ou déficit por meio do MCSD, é calculado o saldo final do mecanismo para repasse financeiro para o MRE, em caso de excedente energético do conjunto de usinas o  $GSF > 1$  e é repassado a energia secundária comercializada em favor dos geradores hidrelétricos, em outros casos, quando há déficit o  $GSF < 1$  e o saldo de energia deficitário teve que ser comprado no MCP e este custo é passado para os geradores hidrelétricos (CCEE, 2012).

O GSF (*Generation Scaling Factor*) mensura percentualmente qual a situação do



mercado de energia, ele é a razão entre a energia produzida e a garantia física das usinas participantes do MRE. Quando o GSF está acima de 100% significa dizer que as usinas produziram acima de sua GF, esse excedente de energia produzido é denominado Energia Secundária, a qual é negociada de acordo com o CMO, uma vez que substitui o despacho de outra fonte do sistema. Quando o GSF está abaixo de 100%, significa dizer que não foi possível cumprir os contratos de fornecimento de energia e, por isso, será necessário que os agentes negociem no MCP (Mercado de Curto Prazo) a preços de PLD (MAYO, 2012).

A garantia física das usinas participantes do MRE ( $PMRE$ ) é determinada pela CCEE, por semana ( $w$ ) e patamar de carga ( $r$ ), sendo a garantia física do conjunto de usinas ( $GFIS\_MRE_{r,w}$ ), correspondente a:

$$GFIS\_MRE_{r,w} = \sum_{p \in PMRE} GFIS\_2_{p,r,w} \quad (2.3)$$

Sendo  $GFIS\_2_{p,r,w}$  a parcela ( $p$ ) da garantia física da usina que participa do MRE, ajustada pelo Fator de Disponibilidade.

A garantia física das usinas representa a quantidade de energia negociada em contrato, respeitando as regras de comercialização da CCEE. Podendo ocorrer do conjunto de usinas produzir mais ou menos energia, sendo a geração total do conjunto de usinas MRE ( $GTA\_MRE_{r,w}$ ) determinado da seguinte forma:

$$GTA\_MRE_{r,w} = \sum_{p \in r,w} G\_MRE_j \quad (2.4)$$

Fator de Ajuste do MRE da usina é dado pela razão entre a geração total e a garantia física total do conjunto de usinas do MRE, contabilizado pela CCEE para cada semana ( $w$ ) e patamar ( $r$ ).

$$AJUSTE\_MRE_{r,w} = \frac{GTA\_MRE_{r,w}}{GFIS\_MRE_{r,w}} \quad (2.5)$$

Se  $AJUSTE\_MRE_{r,w} > 1$ , significa dizer que as usinas produziram em conjunto mais energia do que a garantia física total do sistema.

$$GFIS\_3_{p,r,w} = GFIS\_2_{p,r,w} \quad (2.6)$$

Sendo que  $GFIS\_3_{p,r,w}$  é a garantia física ajustada para o MRE, ou seja, quando se produz energia secundária, não há ajuste na garantia física do sistema.

A Energia Secundária no sistema é caracterizada pelo excedente de energia gerada:

$$SEC\_MRE_{r,w} = GTA\_MRE_{r,w} - GFIS\_MRE_{r,w} \quad (2.7)$$

Quando houver disponibilidade de energia secundária, ela pode ser alocada entre as usinas do sistema, sendo o direito à energia secundária definido a partir da garantia física da usina de cada usina participante do MRE.

$$DSEC\_P_{p,r,w} = SEC\_MRE_{r,w} * \frac{GFIS_{3p,w,r}}{GFIS\_MRE_{r,w}} \quad (2.8)$$

Todas as usinas participantes do MRE têm direito à energia secundária produzida pelo conjunto de usinas, proporcionalmente à sua parcela destinada ao despacho centralizado.

Se  $AJUSTE\_MRE_{r,w} \leq 1$ , significa que as usinas não conseguiram produzir energia suficiente para suprir seus contratos, portanto há um ajuste para garantir a cobertura da garantia física pela geração disponível.

$$GFIS\_3_{p,r,w} = GFIS\_2_{p,r,w} * AJUSTE\_MRE_{r,w} \quad (2.9)$$

Desta forma, não há produção de excedentes de energia, logo não há energia secundária, tampouco direito a ela.

O excedente de energia produzido por uma usina hidrelétrica, cuja parcela de energia ( $p$ ) está alocada para o MRE é definida pela diferença entre a geração final do empreendimento para a garantia física ajustada. Então, a sobra de energia pode ser determinada:

$$SOBRA\_G\_MRE_{p,r,w} = \max \left[ 0, \left( \sum_{j \in r,w} G_{p,j} - GFIS\_3_{p,w,r} \right) \right] \quad (2.10)$$

Quando uma usina apresenta déficit de geração de energia em relação à garantia física do sistema, deve-se contabilizar o déficit de geração de energia com relação ao MRE:

$$DÉFICIT\_G\_MRE_{p,r,w} = \max \left[ 0, \left( GFIS\_3_{p,w,r} - \sum_{j \in r,w} G_{p,j} \right) \right] \quad (2.11)$$

Os valores de sobras e déficits determinam a cobertura das usinas em caso de disponibilidade energética, ou seja, ou excedentes do MRE cobrem a garantia física de cada usina. A compensação é realizada primeiramente dentro do submercado. Se não houver excedente de geração de energia ( $EXCED\_S\_MRE_{s,r,w} = 0$ ) e ( $SOBRA_{SMRE}_{s,r,w} <$

$DEFICIT\_S\_MRE_{s,r,w}$ ), então a cobertura da garantia física receberá o valor da sobra do submercado ( $COBGFIS\_S_{s,r,w} = SOBRA\_S\_MRE_{s,r,w}$ ). Já para o caso de haver excedente de energia ( $EXCED\_S\_MRE_{s,r,w} = SOBRA\_S\_MRE_{s,r,w} - DEFICIT\_S\_MRE_{s,r,w}$ ), então ( $SOBRA\_S\_MRE_{s,r,w} \leq DEFICIT\_S\_MRE_{s,r,w}$ ), então a cobertura será da totalidade do déficit de energia ( $COBGFIS\_S_{s,r,w} = DEFICIT\_S\_MRE_{s,r,w}$ ).

Após serem realizadas as coberturas dentro de cada submercado, é avaliada a energia excedente total do sistema ( $T\_EXCED\_MRE_{r,w}$ ).

$$T\_EXCED\_MRE_{r,w} = \sum_s EXCED\_S\_MRE_{s,r,w} \quad (2.12)$$

Individualmente, as usinas são cobertas ( $COBGFIS\_PS_{p,r,w}$ ) proporcionalmente a sua garantia física.

$$COBGFIS\_PS_{p,r,w} = DEFICIT\_G\_MRE_{p,r,w} * \frac{COBGFIS\_S_{s,w,r}}{DEFICIT\_S\_MRE_{s,r,w}} \quad (2.13)$$

Se as usinas participantes de um submercado não puderem ser integralmente cobertas pelo excedente energético de seu submercado, o déficit remanescente do submercado pode ser coberto pelo excedente de energia de outro submercado ( $s^*$ ).

$$COBGFIS\_P_{p,s^*,r,w} = (DEFICIT\_G\_MRE_{p,r,w} - COBGFIS\_PS_{p,r,w}) * \frac{EXCED\_S\_MRE_{s^*,w,r}}{T\_EXCED\_MRE_{r,w}} \quad (2.14)$$

#### 2.4.1.2 Preço de Liquidação das Diferenças

O PLD é valorado a partir de todo o montante de energia liquidado no Mercado de Curto Prazo (MCP), por submercado, contabilizado semanalmente e por patamar de carga. É calculado baseado no Custo Marginal de Operação (CMO), que representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado que esteja disponível para suprir o próximo incremento de carga, ele é obtido através dos modelos computacionais do ONS para programação do sistema, NEWAVE e DECOMP (CCEE, 2012).

A existência de um modelo predominantemente hidrelétrico na operação do sistema possibilita PLD mais baixo. Entretanto, o PLD fica fortemente dependente do nível dos reservatórios hídricos, fluando de acordo com a disponibilidade hídrica.

### 2.4.1.3 Garantia Física, Energia de Reserva e Sazonalização

Para garantir a confiabilidade de um sistema, é necessário definir a capacidade de entrega de um produto ou serviço, o lastro. O lastro de energia de um projeto é dado por sua Garantia Física (GF), que representa o montante máximo de energia que pode ser negociado em contrato. Ela é estabelecida para evitar que a comercialização de energia no mercado livre e de curto prazo viesse a esgotar os reservatórios, colocando em risco o fornecimento de energia (OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017).

Como todas as usinas hidrelétricas operam em conjunto, a GF de todas as usinas operantes é denominada Energia Assegurada, ou Energia Firme, que garante a energia necessária para abastecer todo o sistema, representando seu lastro para venda e sendo utilizada para a contabilização no MRE (OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017).

A Sazonalização da GF consiste em dividir a GF média anual de uma usina em parcelas mensais, permitindo a adequação da oferta de energia à afluência hidrológica (BRASIL, 2014). O cálculo da Garantia Física (Anexo I Portaria MME 303/2004) leva em conta a Energia Firme do empreendimento, que corresponde à geração de energia durante o período crítico de funcionamento do SIN (07/1949 a 11/1956).

Com o fim de aumentar a segurança de fornecimento de energia elétrica no SIN foi criada a Energia de Reserva, comercializada em contratos por meio dos Leilões de Energia de Reserva para complementar a energia contratada para o ACR. Ela é responsável por complementar a geração de energia elétrica, e é mantida através da Coner (Conta de energia de reserva), coberta pelo Encargo de Energia de Reserva (EER) e pela repactuação dos agentes hidrelétricos que comercializam sua energia no ACL.

## 2.4.2 Sistema Interligado Nacional - SIN

O SIN é um sistema elétrico interligado de grande porte que cobre dois terços do território nacional, são 131.922 km de linhas de transmissão e 167.445 MW de capacidade instalada, para facilitar sua gestão ele está dividido em quatro submercados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (ONS, 2019b). Como os centros de consumo estão distantes das usinas, o sistema tem a função de garantir a transmissão em longas distâncias. Além disso, contribui para a manutenção da segurança energética, permitindo a exploração de bacias hidrográficas com diferentes regimes hidrológicos (NERY et al., 2012).

A interdependência entre as bacias em que se situam as usinas e a extensão territorial do Brasil são fundamentais para o funcionamento ótimo do sistema. Esses fatores permitem contornar possíveis problemas como a escassez de água devido às secas, que comprometem o fornecimento energético. Para assegurar a operação, existem as usinas térmicas, que além de ser capazes de serem despachadas no sistema nos picos de carga,

ainda aliviam a malha de transmissão, uma vez que podem ser instaladas próximas ao centro de consumo de carga. São ainda utilizadas para evitar o comprometimento dos reservatórios das usinas hidrelétricas em períodos de desabastecimento (NERY et al., 2012).

Além dessas fontes, são também despachadas as fontes renováveis, como solar, eólica, biomassa e as PCHs, porém por se caracterizarem como fontes intermitentes, são despachadas prioritariamente, uma vez que não se pode "armazenar" o recurso, como no caso das térmicas em que o combustível é armazenável e as hidrelétricas em que o próprio reservatório de água garante essa possibilidade.

#### 2.4.2.1 Despacho Centralizado

Usinas despachadas centralizadamente são aquelas em que o operador é totalmente responsável por sua coordenação, estabelecimento, programação e operação em tempo real, além de sua pós-operação. Todas as usinas participantes do MRE estão submetidas a esse procedimento. Essa modalidade de despacho visa minimizar custos operacionais e reduzir o custo marginal ao máximo possível, levando em conta fatores como afluência hidrológica, abastecimento dos reservatórios, preços das térmicas e restrições operativas (CCEE, 2012).

O despacho centralizado é programado a partir de modelos computacionais, Newave (Modelo para Otimização Hidrotérmica para Subistemas Equivalentes Interligados) e Decomp (Modelo para Otimização da Operação de Curto Prazo com Base em Usinas Individualizadas) (ONS, 2001). Em geral, o despacho é realizado primeiro entre as hidrelétricas, posteriormente pelas térmicas de menor custo. Também devem ser inseridas as fontes intermitentes ao longo do dia, de acordo com sua disponibilidade (BRASIL. ANEEL, 2015a).

#### 2.4.2.2 Despacho Fora da Ordem de Mérito de Custo

O despacho fora da ordem de mérito de custo foi aprovado pela ANEEL na REN 231/2006, permitindo que as térmicas fossem despachadas em detrimento das demais fontes devido à indisponibilidade de combustível. O intuito era permitir que as usinas termelétricas produzissem e fossem capazes de cumprir seus contratos, sem serem penalizadas em eventuais situações de falta de combustível. Além disso, possibilitaria armazenamento adicional de água nos reservatórios de geradores hídricos (BRASIL. ANEEL, 2015a).

Nas regras do despacho centralizado, as térmicas só devem ser acionadas quando o custo de geração for menor que os valores de PLD, porém por alguns motivos operacionais e/ou estratégicos, as usinas podem não estar prontas para serem despachadas, tendo então substituição de ordem de mérito.

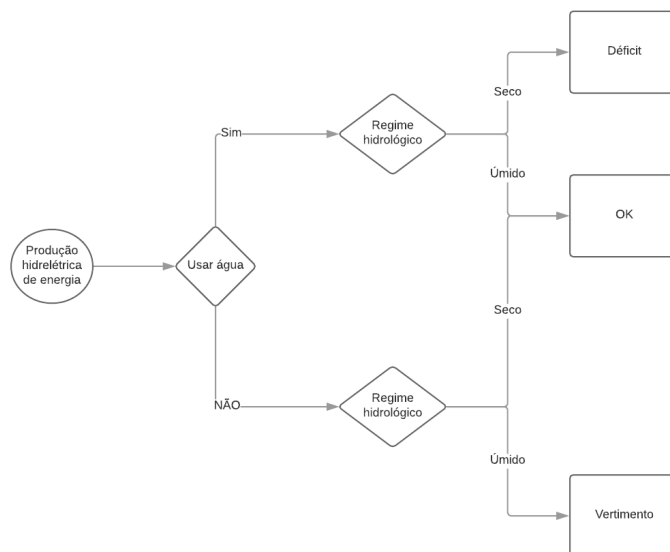


Figura 1 – Fluxograma representativo do dilema do operador do sistema (Fonte: Autoral)

Os problemas apresentados na geração hidrotérmica consistem em definir prioridade no despacho, deve ser muito bem analisada a incerteza do abastecimento dos reservatórios hídricos. Também é analisado o chamado "Dilema do Operador", em que cabe ao ONS escolher quando deve despachar hidrelétricas, correndo o risco de desabastecimento, ou poupá-las e perder energia armazenada, devido a vertimentos.

O fenômeno de substituição do despacho das fontes hídricas para as demais fontes, seja das fontes renováveis intermitentes, porque devem ser lançadas no sistema no momento em que são produzidas; seja térmica para poupar os níveis dos reservatórios é chamado deslocamento hidrelétrico (BRASIL, 2014).

## 2.5 Riscos

Qualquer tipo de empreendimento envolve riscos, principalmente no setor elétrico, que o sucesso econômico está atrelado ao preço da energia. No setor elétrico o ONS é responsável por avaliar os riscos da operação do sistema, realizado de forma computacional, através de mecanismos de monitoramento do mercado. Além de determinar as expectativas de expansão do sistema em curto prazo. O risco associado a sua operação se deve ao fato de que a energia é previamente contratada, porém não necessariamente despachada, além disso, o sistema opera em tempo real, a carga para a próxima hora é prevista, podendo haver excedente ou escassez de energia (DONÁRIO; SANTOS, 2016).

No planejamento e viabilização de empreendimentos, a EPE é responsável por fa-

zer os levantamentos de potencial energético, levando em conta quais as melhores fontes, a disponibilidade de linhas de transmissão para o escoamento de energia, os investimentos necessários em infraestrutura, para então a ANEEL realizar os respectivos leilões (DONÁRIO; SANTOS, 2016).

A ANEEL é responsável por determinar padrões de qualidade e remuneração referentes aos investimentos no setor elétrico, tais como: taxas de retorno, modalidades de compensação, subsídios e incentivos, fazendo uso de modelos de custo de capital. Além disso, é de sua responsabilidade aumentar a eficiência energética dos sistemas e investimentos em qualidade, para tanto, utiliza de dados disponibilizados pelas empresas reguladas.

### 2.5.1 Riscos de Mercado

O risco de mercado está fortemente ligado ao preço da eletricidade, cuja volatilidade de preços depende de diversos fatores, tais como: baixa hidrologia, condições climáticas, demanda e restrições tanto na geração, quanto na transmissão (MAYO, 2009).

O investimento no setor energético envolve muitas incertezas, tais como:

- **Fatores climáticos** - não podem ser controlados pelo homem, apenas previstos;
- **Energia é um bem não estocável** - precisa ser gerada no momento do consumo;
- **Demanda é incerta** - a demanda é prevista, mas há riscos de racionamento;
- **A expansão do setor é em longo prazo** - a implementação de geração e infraestrutura no sistema exige tempo, erros no planejamento não podem ser sanados em curto prazo.

### 2.5.2 Risco Hidrológico

Em um sistema predominantemente hidráulico, como é o caso brasileiro, existem muitas incertezas atreladas à hidrologia, como a regularização de chuvas, mudanças climáticas, alteração nos cursos de rios, entre outros fatores. Mesmo que os contratos de geração sejam firmados anteriormente à sua geração, são insuficientes para proteger os agentes geradores dos riscos de mercado. Em caso de não cumprimento dos contratos, os geradores ficam suscetíveis a ter que negociar energia no MCP, e exposto aos riscos de preço, uma vez que os preços são voláteis (BRITO, 2016).

O grande problema é que o gerador não pode ser subcontratado a montantes de energia abaixo de sua GF, porque terá que negociar o excedente de energia a preços baixos no MCP, porém se, pelo contrário, ficar acima de sua capacidade de geração, terá que comprar energia no MCP para cumprir seu contrato.

Para amenizar o risco hidrológico, foi criado o MRE, que, como explicado anteriormente, visa compartilhar o risco hidrológico entre os agentes. Se houver um período de boa hidrologia e o GSF fechar acima de 100%, o excedente de energia é compartilhado entre todas as usinas do sistema, se fechar abaixo, o déficit é igualmente rateado.

Entre os anos de 2012 a 2015 o Brasil passou por problemas hídricos. A falta de chuvas impactou tanto o setor de saneamento básico, quanto o elétrico. De toda forma, o principal problema foi gestão e planejamento para que não houvesse racionamento.

A regularização pluvial é, além de anual, apresentando períodos de cheias de 4 a 6 meses e secas de 8 a 6 meses por ano, existe também um padrão de comportamento a cada período de 8 anos, em que os índices pluviométricos são consideravelmente baixos a cada sequência de 8 anos, e depois voltam a subir subsequentemente. Desta forma, a EPE é responsável por realizar todos seus horizontes de planejamento (BRASIL. Câmara, 2006).

Para mitigação do risco hidrológico, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha o risco hidrológico entre os geradores hidrelétricos que operam no SIN. Seu objetivo principal era repartir os ganhos em casos de excedentes de energia, bem como os ônus quando houver déficit. Ele pode ser mensurado através do GSF, razão entre a energia entregue e a garantia física do conjunto de usinas participantes do MRE (BRITO, 2016).

## 2.6 Repactuação do Risco Hidrológico

A partir de 2013 a matriz energética brasileira se viu à mercê das termelétricas. Com índices pluviométricos abaixo do esperado, os reservatórios tiveram que ser poupados e as térmicas passaram a ser utilizadas de forma constante, aumentando os custos de geração e afetando os consumidores. Evitando a fonte hídrica, os agentes de geração não conseguiram cumprir seus contratos, o MRE fechou em déficit por vários meses, causando um impacto bilionário nas contas dos geradores. Sem capacidade de gerar sequer valores compatíveis com suas garantias físicas, os geradores tiveram que comprar energia do mercado de curto prazo, a preços altíssimos devido ao despacho contínuo de térmicas.

Para resolver os problemas, a Presidência da República publicou a MP 688/2015, posteriormente convertida na Lei n.º 13.203/2015 que dispunha sobre a repactuação do risco hidrológico, de adesão facultativa pelos agentes de geração hidrelétrica (SOARES, 2016). Regulada pela REN-ANEEL 684/2015, na repactuação foram oferecidos produtos aos geradores para compartilhar o risco hidrológico com os consumidores, de acordo com o ambiente de contratação em que sua energia é comercializada.

Para aderir a repactuação do risco hidrológico, os agentes de geração deveriam



retirar as ações que moviam na justiça a despeito do risco e renunciar aos direitos de interpor ações neste quesito futuramente. Por isso, os agentes devem avaliar a repactuação e verificar as perdas e ganhos que possam vir a decorrer da repactuação (BRITO, 2016), bem como a ANEEL deveria observar o histórico do gerador no GSF para verificar se a repactuação significaria realmente uma partilha de custos para os consumidores ou se um repasse total de ônus. Muito embora a oportunidade de adesão sugerisse progresso na situação financeira em que se encontrava o MRE. Alguns deles não aderiram a repactuação, operando por meio de liminares concedidas judicialmente.

### 2.6.1 No ACR

No ACR podem ser repactuadas usinas que tenham contrato com vigência mínima de um ano, que comercializem energia para distribuidoras, sejam concessionárias ou permissionárias, assim os contratos de comercialização de energia poderiam ser renovados pelo prazo máximo de 15 anos. De acordo com a Lei n.º 13.203/15, fica disposto que o risco hidrológico dos contratos do ambiente regulado seria coberto pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), ou Conta Bandeira, mediante contrapartida dos agentes.

Com a adesão, não somente os ônus seriam compartilhados com os consumidores, como também o bônus proveniente dos períodos de hidrologia favorável, na liquidação da energia secundária. Para tanto, foram oferecidos diversos produtos para pactuação dos riscos, classificados de acordo com o nível de exposição do gerador ao risco, sendo eles 25 produtos divididos para três classes riscos para os geradores, que serão apresentadas a seguir.

#### 2.6.1.1 Produtos da Repactuação do Risco Hidrológico para os Geradores do ACR

A Lei n.º 13.203 de 2015 ofereceu produtos para que os geradores repactuassem o risco hidrológico com os consumidores. Ao aderir à repactuação, os geradores deveriam retirar as liminares obtidas judicialmente e pagar um prêmio de risco. Eles deveriam escolher entre 25 produtos, divididos entre 3 classes de risco, apresentadas a seguir.

**Classes de Risco para os Geradores** As classes de risco se relacionam de acordo com o direito à energia secundária, se ela permanece com o gerador, sendo que neste caso ele deve remunerar valores mais altos à CCRBT; em outro caso, a energia secundária é diretamente cedida à CCRBT para futuras compensações.

- **Classe P** em que o gerador permanece com a propriedade da energia secundária, porém mantém o risco de redução da GF, escolhendo o fator  $f$  de proteção de risco, sendo o prêmio de risco desta classe maior;

- **Classe SP** em que a energia secundária é transferida ao consumidor, porém mantém o risco de redução da GF, escolhendo o fator  $f$  de proteção de risco, sendo o prêmio de risco desta classe menor;
- **Classe SPR** é aquela em que o gerador transfere ao consumidor tanto a energia secundária quanto a redução da garantia física, sendo integralmente protegido dos riscos, o prêmio de risco é equivalente a 10% de seu contrato.

O produto escolhido se refere ao risco que é repassado ao consumidor, enquanto o fator  $f$  é o risco assumido pelo gerador (BRASIL. Câmara, 2006), os produtos de repactuação e seus valores para o ano de 2017 constam no Anexo A, a primeira coluna apresenta as classes de produto, a segunda coluna é referente ao produto, na terceira coluna está o fator  $f$  em %, que está relacionado com o grau de exposição assumido pelo gerador, o valor a ser remunerado pelo risco assumido está na quarta coluna da tabela. Por exemplo, no produto P95, os consumidores assumirão os riscos para valores de GSF abaixo de 95%, enquanto o gerador arcará com os que estão acima. O prêmio a ser pago neste caso é de R\$ 10,99 para cada MWh gerado, em favor da CCRBT. Se por outro lado, o gerador escolher o produto SP95, assumirá os mesmos valores de risco da categoria P, porém deixará de ganhar na liquidação de sua energia secundária, sendo seu prêmio de R\$ 7,38 para cada MWh.

Nos parágrafos seguintes será mostrado a repactuação do risco hidrológico em cada ambiente de contratação.

**Risco Repactuado no ACR** A partir da escolha dos produtos, o risco pode ser calculado da seguinte maneira:

$$TR\_RIS_{p,m} = \min \left( 1, \frac{MONT\_CVR_m}{QM\_GF'_{p,m}} \right) * \left( \sum_{j \in m} \{ \max(0; [(1-f) * GFIS\_2'_{p,j} - GFIS\_3'_{p,j}]) * PLD_{p,j} - C * \sum_{s=1}^4 (D\_SEC\_P'_{p,s,j} * PLD_{s,j}) \} \right) \quad (2.15)$$

Em que:

$TR\_RIS_{p,m}$  é o risco assumido pela usina no mês  $m$ .

$MONT\_CVR_m$  é a quantidade de energia da usina contratada em  $MW_{\text{médio}}$ , uniformemente distribuída ao longo do mês  $m$ .

$QM\_GF'_{p,m}$  é a garantia física da usina sazonalizada no mês  $m$ .

$f$  é o fator referente ao produto escolhido, disponível no Anexo ??.

$GFIS_{2',j}$  é a garantia física da usina ajustada pelo fator de disponibilidade no período ( $GSF_{real}$ ) de comercialização  $p$ .

$GFIS_{3',j}$  é a garantia física da usina ajustada pelo fator de ajuste do  $MRE$  ordinário ( $GSF_{esperado}$ ) no período de comercialização  $p$ .

$C$  é o fator ligado ao tipo de produto escolhido, se a usina recebe sua energia assegurada (P),  $C = 0$ , se não (SP e SPR),  $C = 1$ .

$PLD_{p,j}$  é o valor do PLD no período de comercialização  $j$  no submercado em que a usina está localizada.

$D_{SEC}_{P',s,j}$  é o direito da usina à energia secundária, no submercado  $s$  e no período de comercialização  $j$ .

$PLD_{s,j}$  é o PLD no submercado  $s$  e no período de comercialização  $j$ .

$$PREÇO_{spot} = (Energia\_Entregue - GFIS_{2',p,j}) * PLD_{s,j} \quad (2.16)$$

## 2.6.2 No ACL

No ACL podem ser repactuadas as parcelas das usinas que não são comercializadas no ACR. Nesta modalidade, não é transferido o risco ao consumidor, mas sim a Energia de Reserva da Conta de Energia de Reserva (CONER) para os geradores liquidarem no MCP, de no mínimo 5% de sua GF (BRITO, 2016). Em contrapartida, o gerador deverá pagar um prêmio de risco em favor da CONER, abrindo mão dos direitos de exploração e comercialização da energia de reserva. Nesta modalidade, deve ser pago 2,40  $\frac{R\$}{MWh}$  corrigido pelo IPCA; 2,10 na data-base 2015) pela energia de reserva destinada à cobertura do risco hidrológico (BRASIL. ANEEL, 2015b).

O gerador pode optar qual a parcela de sua garantia física, respeitando a garantia física contratada, será repactuada sob a forma de energia de reserva, qual será o prêmio de risco associado. Recebendo como restituição os valores referentes ao excedente do CONER, proporcionalmente à sua energia de reserva repactuada.

$$EER_{gm} = GF_{gm} * Prêmio\_ACL_m \quad (2.17)$$

$$EER_{rm} = k_{rm} * \left( EER_m \sum_g^n EER_{gm} \right) \quad (2.18)$$

## 3 Resultados e Discussões

Neste Capítulo são apresentados os resultados que foram obtidos utilizando a metodologia de análise, cujas planilhas encontra-se disponível no Apêndice.

### 3.1 Planejamento da Expansão e da Operação do Sistema

O planejamento do setor elétrico pode se dividir entre o Planejamento da Expansão e o Planejamento da Operação.

O Planejamento da Expansão é aquele que visa a ampliação da capacidade instalada do sistema, presente no Plano Decenal de Energia (EPE, 2009). À cargo da EPE, nele é definido quais os empreendimentos de geração e as linhas de transmissão que devem ser construídos ou ampliados para atendimento da demanda crescente, evitando o risco de desabastecimento (TOLMASQUIM; ROUSSEFF, 2011).

Para tanto, é levado em consideração a expansão da carga, a diversificação da matriz energética, o custo de produção energética a longo prazo, os investimentos necessários em infraestrutura, a afluência hidrológica futura e a previsão da geração. Além disso, o crescimento da geração e transmissão devem ser integrados, suas entradas em operação devem coincidir, para que, quando o empreendimento de geração começar a operar, tenha linhas de transmissão para escoamento de energia.

O Planejamento da Operação envolve a elaboração de um plano de operação para determinar a produção e fluxo de energia. Os dados são utilizados pelo ONS para análise de desempenho do sistema e também são utilizados pela CCEE para realizar a contabilização e liquidação de energia no mercado de curto prazo.

A operação do setor elétrico envolve garantir o abastecimento em tempo real, visando o menor custo, protegendo os geradores do risco hidrológico, mas também preservando os recursos energéticos para o suprimento futuro da carga em expansão. Por isso, é necessário diversificar a matriz energética, organizar o despacho energético levando em conta o tipo e a disponibilidade dos recursos energéticos necessários para geração de energia.

Quando o ONS realiza a programação eletroenergética, realiza avaliação das condições de suprimento em curto prazo, realizando a programação mensal e quadrimestral do sistema, sendo que as previsões são revisadas semanalmente. Observando a realocação inter-regional de energia, a potência de geração térmica requerida e quais os limites dos reservatórios que podem ser utilizados, observando a afluência hidrológica. A programação da operação do setor elétrico é realizada em cumprimento dos Procedimentos de Rede

definidos pela ANEEL, sempre observando os riscos de mercado para garantir o menor custo marginal de geração de energia.

Mesmo com tantos critérios e procedimentos para evitar futuros déficits e riscos, ainda há casos em que há problemas de planejamento que geram passivos para o setor que pode se alastrar por longos anos. Como, por exemplo, a crise do petróleo em 2008, na qual foi aprovado o despacho fora da ordem de mérito de custo para todo o ano, decorrente da indisponibilidade de combustíveis para as termelétricas.

## 3.2 Despacho Térmico Fora da Ordem de Mérito de Custo

A ANEEL aprovou a Resolução n. ° 237/2006, que dispunha sobre o despacho de termelétricas fora da ordem de mérito de custo para compensar a indisponibilidade de combustíveis. No momento da aprovação, o regulador pensava que não haveria maiores consequências, uma vez que pouparia os reservatórios das hidrelétricas. Para tanto, o ONS calcula mensalmente a disponibilidade observada das usinas despachadas centralizadamente, através da diferença entre a geração programada e a geração não atendida devido à falta de combustível (BRASIL. ANEEL, 2015a).

O operador só deve contar com a disponibilidade de combustível para geração térmica, mediante apresentação do cronograma aprovado pela ANEEL, e assim, pode aprovar a geração fora da ordem de mérito de custo para compensar futuras indisponibilidades de combustível.

Com a Crise do Petróleo em 2008, os geradores de energia termelétrica solicitaram ao governo o despacho fora da ordem de mérito de custo, sob a alegação de possíveis indisponibilidades de combustível para garantir o suprimento energético do país, além disso, corriam o risco de não poder cumprir seus contratos. Então, no ano de 2008 houve deslocamento hidrelétrico da programação do sistema e durante todo o ano as hidrelétricas despacharam abaixo de sua garantia física.

Naquele momento esta situação não preocupou tanto o setor, apesar das hidrelétricas terem que negociar energia no Mercado de Curto Prazo para cumprir seus contratos, os preços de PLD estavam baixos e os reservatórios poderiam ser poupados. Além disso, as consequências para o setor e o mercado poderiam ser maiores se ficasse suscetível à oscilação do preço do petróleo e a escassez de combustíveis.

De certa forma, a autorização do despacho térmico foi um tipo de ação governamental tomada para suprir um tipo de externalidade do mercado, representando então falhas de mercado. Apesar de ter causado passivo para o mercado de energia, foi uma ação tomada para evitar maiores prejuízos a longo prazo.

De igual maneira, as usinas de geração com fontes solar e eólica também possuem

certa inflexibilidade no despacho, por isso são despachadas prioritariamente em detrimento da fonte hídrica, principalmente para as usinas de reservatório, que são capazes de suportar a demanda energética, armazenando o recurso energético.

A recorrência da declaração de inflexibilidade pelos agentes de geração solar, eólica e térmicas, fez com que o despacho hidrelétrico fosse reduzido, capturando a participação de mercado das fontes hídricas, impedindo-as de cumprirem totalmente seus contratos de comercialização de energia, uma vez que energia contratada deixou de ser entregue pelos geradores.

Desta forma, fica claro que o deslocamento hidrelétrico não é um fator unicamente ligado aos problemas de hidrologia, mas também de captura de mercado por outras fontes, seja por custos menores em decorrência de subsídios, seja pela necessidade de despacho da energia das fontes inflexíveis.

### 3.3 O Uso Político na MP 579/2012

No cenário pós-crise do petróleo em 2008, os reservatórios das hidrelétricas estavam abastecidos despachando inclusive energia secundária, permitindo que o despacho de térmicas fosse reduzido. Desta forma, o custo de geração de energia elétrica caiu muito, possibilitando que o consumidor tivesse redução na conta de energia. Essa situação agradou a população e o despacho de energia secundária se seguiu até 2012, possibilitado pela afluência hidrológica favorável.

Em 2012 a Presidência Pública resolveu promulgar a MP 579 na tentativa de manter a baixa da conta de energia. Criada com objetivo de reduzir os custos de geração de energia, ela permitia a prorrogação dos contratos das concessionárias de geração e transmissão de energia por mais 30 anos, em contrapartida, a ANEEL poderia definir os valores de remuneração para as usinas, e também poderia transferir as cotas das usinas para as distribuidoras de serviço público, para que assim pudesse reduzir os custos da energia. Além disso, o governo ainda reduziria os encargos da conta de eletricidade, realizando aporte nas contas do tesouro para sua compensação. Definiu ainda que as empresas de transmissão do setor não poderiam mais amortizar os investimentos da infraestrutura anteriores aos anos 2000.

A MP 579 trouxe esperança para o mercado e deixou os agentes de geração satisfeitos a priori, porém seus desdobramentos trouxeram passivos irreparáveis para o mercado. Mesmo com o despacho contínuo de energia secundária, os reservatórios conseguiram se manter graças às chuvas abundantes, e a partir de 2013 essa situação mudou, com a crise hídrica, a conversão da medida na Lei n.º 12.783/2013 e os reservatórios desabastecidos acarretaram no aumento do déficit energético e no endividamento dos agentes de geração. O que se sucedeu à medida no tocante ao balanço energético está descrito em “Balanço

Energético no MRE”.

No que concerne ao planejamento energético, a medida foi tomada de forma precipitada, sem muitos estudos de seu impacto no setor em longo prazo. A renovação das concessões trouxe benefícios para os geradores, enquanto a redução na conta de energia agradou aos consumidores. De uma forma simples, a promulgação da MP 579 foi considerada uma medida populista do governo federal.

Analisando o comportamento do mercado de energia desde o Novo Modelo, em 2004, até 2012 não se imaginava o tamanho do passivo que estava por vir, entre os anos de 2013 e 2015, por decorrência da lei n. ° 12.783/2013. À vista desses acontecimentos, em 2015 começou-se a discutir os riscos imputados aos agentes de geração de energia proveniente de fonte hidrelétrica, assumidos integralmente por eles. Então, para resolver o endividamento dos geradores, como consequência de todo o contexto apresentado, foi criada a repactuação do risco hidrológico, de forma a compartilhar os riscos com os consumidores de energia, por meio das bandeiras tarifárias.

De forma comparativa à teoria dos grupos de interesse tratada por Müller-Monteiro (2007), no tocante ao funcionamento do sistema político brasileiro, pode-se caracterizar da seguinte forma o uso político para a MP 579/2012:

- **Benefícios a Curto Prazo - Custo a Longo Prazo** Os benefícios que puderam ser observados evidentemente são: a renovação das concessões dos setores de energia para os agentes e a redução da conta de energia para os consumidores finais. Sem evidenciar quais seriam os passivos que essa ação causaria, sem realização de planejamento para tanto ou estudos econômicos.
- **Benefício Definido - Custo Indefinido** Os benefícios imputados com a medida eram evidentes, os concessionários obteriam mais 30 anos de prolongação de seus contratos, o regulador poderia determinar os preços de comercialização da energia, já os consumidores iriam observar redução na conta de energia. Porém, as consequências com relação à medida não eram claras, se houvesse déficit, não havia responsável definido para seu suprimento, não houve medidas tomadas para evitar o risco hidrológico, as leis vigentes para o período posterior à criação da lei seguiram vigentes, mesmo para um contexto de mercado totalmente diferente.
- **Estratégico Sobreposto ao Econômico** Como dito anteriormente, não foram observadas modificações que deveriam ser realizadas nas demais leis do setor elétrico para que a MP 579 pudesse ser implantada, não foi considerado o risco de mercado ou hidrológico que poderiam causar aos agentes, sem maiores estudos ou planejamento realizados, tudo em prol da manutenção da conta de energia elétrica em baixa.

Assim, fica bem evidenciado a MP 579 como forma de uso político pela presidente da república, sem maiores preocupações com os passivos que poderia gerar, causando efeitos contrários aos pretendidos, como observado no ano de 2014, altos valores de PLD, despacho contínuo de usinas térmicas, desabastecimento hídrico e elevação na conta de energia.

### 3.4 Balanço Energético no MRE

Em 2001 ocorreu a chamada “Crise do Apagão”, resultado da falta de investimento em infraestrutura de expansão do setor elétrico e um longo período de estiagem. Como consequência, o Mecanismo de Realocação de Energia estava em déficit e o governo federal estava preocupado com o abastecimento energético. Desta forma, foi idealizado o projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), ressignificando o papel dos agentes do setor, com o ONS e a ANEEL, além da criação de um novo conjunto de regras de comercialização de energia, com o advento do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

O Novo Modelo do Setor Elétrico foi instaurado em 2004, causando a reestruturação do setor e possibilitando o equilíbrio financeiro para os geradores participantes do MRE. A partir de 2005, os investimentos na expansão dos setores de geração, transmissão e distribuição de energia, ocorridos no RESEB, permitiram que o balanço energético do mecanismo apresentasse saldos positivos pela primeira vez desde o racionamento de energia.

O balanço energético consiste na avaliação entre a geração de energia dentro do mecanismo e a garantia física do conjunto de usinas participantes. Quando a geração é maior do que a garantia física, há sobra de energia, que então é negociada como Energia de Secundária; já quando a geração é menor que a garantia física, há déficit de energia. Esses valores são contabilizados dentro do MRE, responsável por realocar, de forma contábil, a energia excedente ou seu déficit.

Se o saldo do MRE for positivo, a energia excedente é comercializada como energia secundária, sendo alocada de acordo com o direito que os geradores têm de receber pela comercialização dessas sobras de energia. Quando o balanço energético apresenta déficit, deve ser comprada energia no Mercado de Curto Prazo, podendo esta ser proveniente de fonte hidrelétrica ou não. Em geral, a energia comprada no MCP é mais cara que a energia comercializada pelos geradores hidrelétricos dentro do MRE, uma vez que se recorre à essa transação em período de escassez de energia hidrelétrica e consequente aumento da geração térmica, ou seja, de altos valores de PLD.

Analisando o comportamento do balanço energético frente às oscilações do mercado e condições políticas, é possível visualizar a sensibilidade da comercialização de energia a esses fatores. Assim, é possível qualificar quais são os riscos da operação do mercado de



energia e seu grau de influência para a geração de energia.

Para realizar a análise do balanço energético no MRE, foram utilizados os dados disponibilizados pela CCEE para o período de análise (2005 a 2017). A partir deles é possível observar a Garantia Física do conjunto de usinas participantes do MRE ( $GFIS\_MRE_{r,w}$ ) em MW, a Potência Total Gerada do MRE ( $GTA\_MRE_{r,w}$ ) em MW e o PLD para cada submercado e patamar de carga, na análise realizada para a construção da planilha disponível no Apêndice A, foi utilizada a média do PLD para cada carga e submercado, sendo obtido um valor médio único para o período de comercialização.

Com isso, foi possível obter o fator de ajuste do MRE (GSF), a Energia Contratada em MWh e a Energia Gerada em MWh, multiplicando os dados disponíveis pelas horas do mês. Com estes dados é possível calcular o custo de geração, bem como a remuneração por energia secundária despachada, uma vez que o PLD é contabilizado em  $\frac{R\$}{MWh}$ .

Para possibilitar a visualização gráfica do balanço energético foram utilizados os dados disponibilizados pela CCEE em seus relatórios, porém foram utilizados os valores médios do PLD, com objetivo de simplificar os cálculos. Na planilha da CCEE de 2017 consta como valor total do MRE acumulado de R\$ 107.514.756.079,32, enquanto o valor obtido pela simplificação, disponível no Apêndice A, foi de R\$ 110.155.210.539,77, um erro de 2,46%, garantindo a confiabilidade da análise dos dados.

Em uma situação ideal, o balanço energético deveria se aproximar de uma linha, sem sobras ou déficits de energia, situação em que as usinas estariam apenas cumprindo sua garantia física, entregando sua energia de contrato, respeitando à margem de segurança energética de 5% estabelecida pela ANEEL. Os gráficos apresentados a seguir foram construídos a partir da energia fornecida pelo MRE, representada pela linha em azul, sendo a área abaixo da curva a sobra de energia, enquanto a garantia física da usina é representada pela linha em vermelha e sua área referente ao déficit de energia.

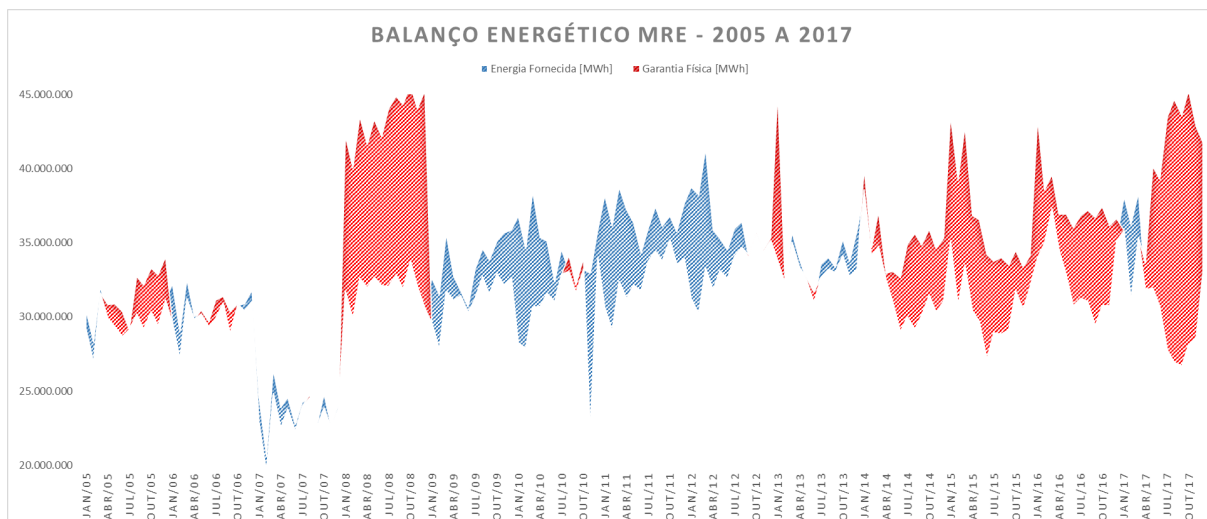


Figura 2 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2005 e 2017 (Fonte: Autoral)

Na figura 2 é apresentado o balanço energético do mecanismo de realocação de energia no período de análise, entre os anos de 2005 e 2017. Nele podemos observar períodos próximos ao ideal, como entre os anos de 2005 e 2007 e o ano de 2013, com pequenas sobras e déficits; períodos de déficits significativos, como no ano de 2008, e 2014 a 2017; além de períodos com muitas sobras de energia, que significa despacho de energia secundária, nos anos entre 2009 e 2012.

Nas figuras seguintes foram analisados cada período em que houve mudanças significativas no comportamento do balanço energético, apresentando quais foram os fatores que impactaram no fornecimento de energia dentro do MRE. O período entre 2005 a 2007 foi a primeira vez que o MRE experienciou equilíbrio energético pós-crise do apagão; o ano de 2008 foi marcado pela crise do petróleo, que trouxe mudanças na modalidade de despacho de energia e aumento da participação térmica na geração; entre os anos de 2009 e 2013, houve geração de energia excedente, comercializando grande quantidade de energia secundária; já entre 2014 e 2017 foi marcado pelas consequências do desabastecimento hídrico.

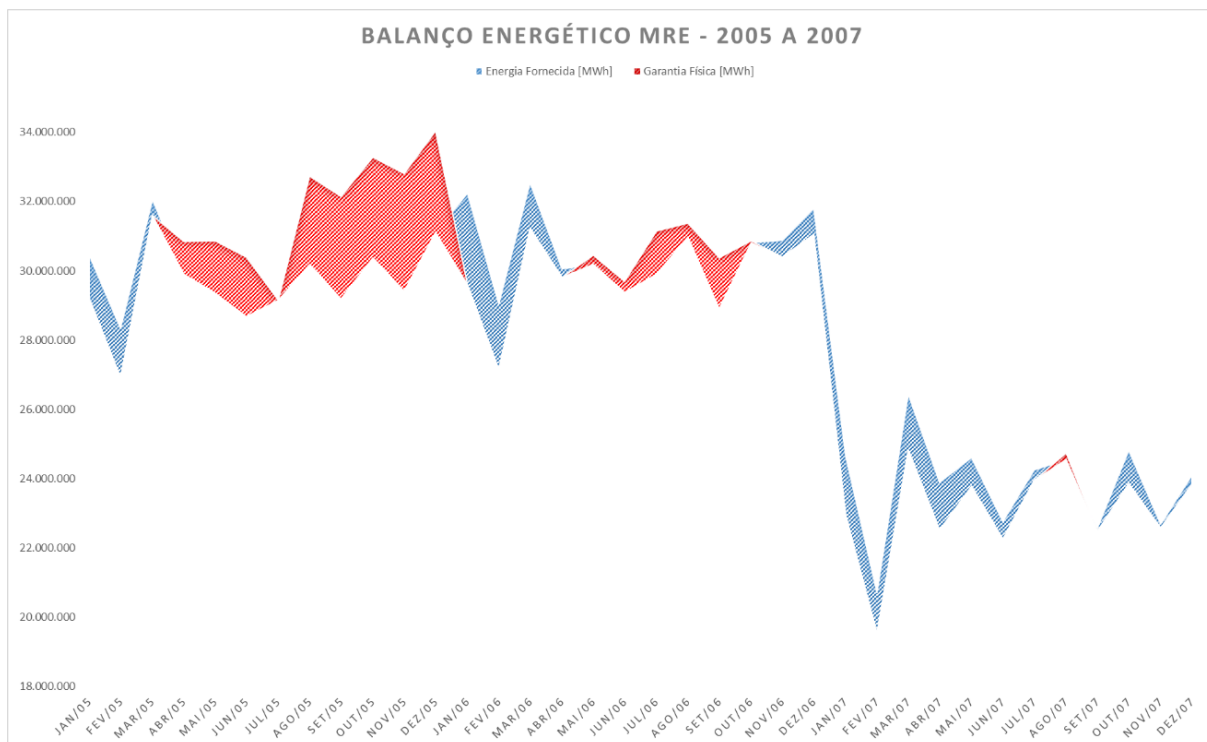


Figura 3 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2005 e 2007 (Fonte: Autoral)

Na figura 3 está representado o balanço energético depois do RESEB, com a recuperação do mercado de energia, em 2005 até o final de 2007, o problema estava controlado, os geradores estavam com pequenos déficits, que já eram esperados, uma vez que eram coincidentes com o período seco do país. Já em 2008, apresentado na figura 4 com a alta do petróleo, os geradores termelétricos solicitaram a geração de energia fora da ordem de mérito de custo, alegando possíveis indisponibilidades de combustível e altas de preços, que poderiam acarretar em custos ainda maiores e desequilíbrio de todo o setor elétrico. Então, as hidrelétricas deixaram de ser despachadas e a participação das termelétricas na geração passou de 9,10% em 2007 para 12,3% em 2018.

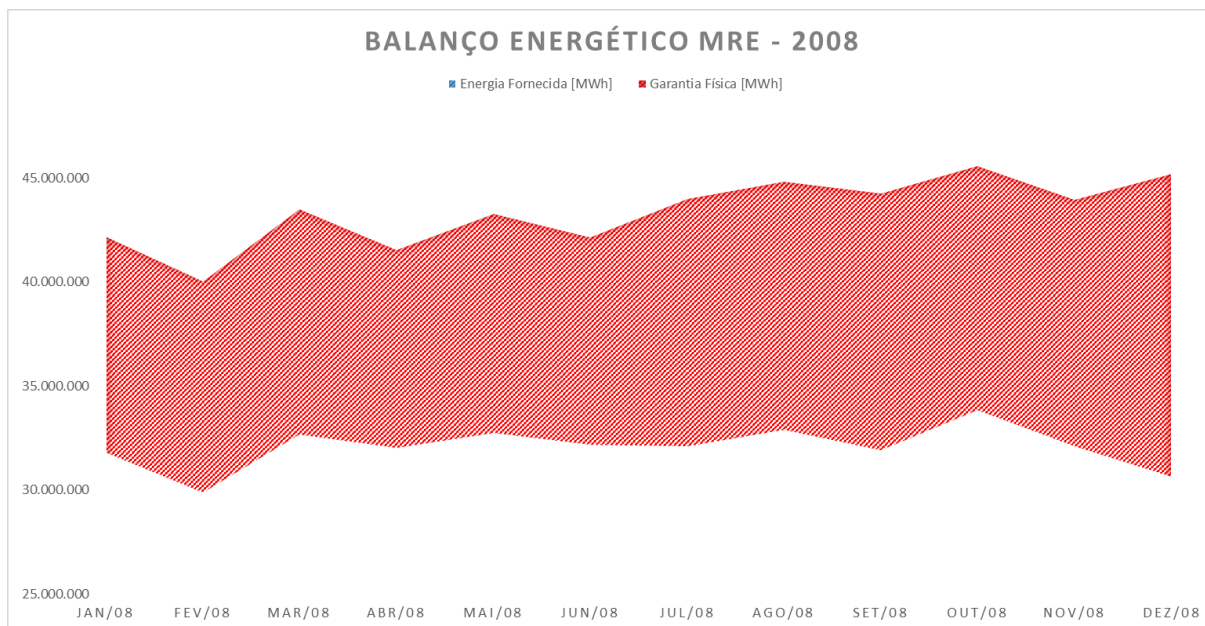


Figura 4 – Balanço Energético do MRE em 2008 (Fonte: Autoral)

O balanço negativo representado pela figura 4 é devido às reivindicações dos geradores térmicos e a falta de planejamento para esta situação, o governo aprovou o despacho térmico fora da ordem de mérito de custo e os geradores hidrelétricos deixaram de despachar suficiente para o cumprimento de suas garantias físicas. Naquele momento, não foi visto como um problema, os valores de PLD ficaram em níveis considerados aceitáveis em praticamente todo o ano, além disso, seria possível reabastecer os reservatórios hidrelétricos durante aquele ano.

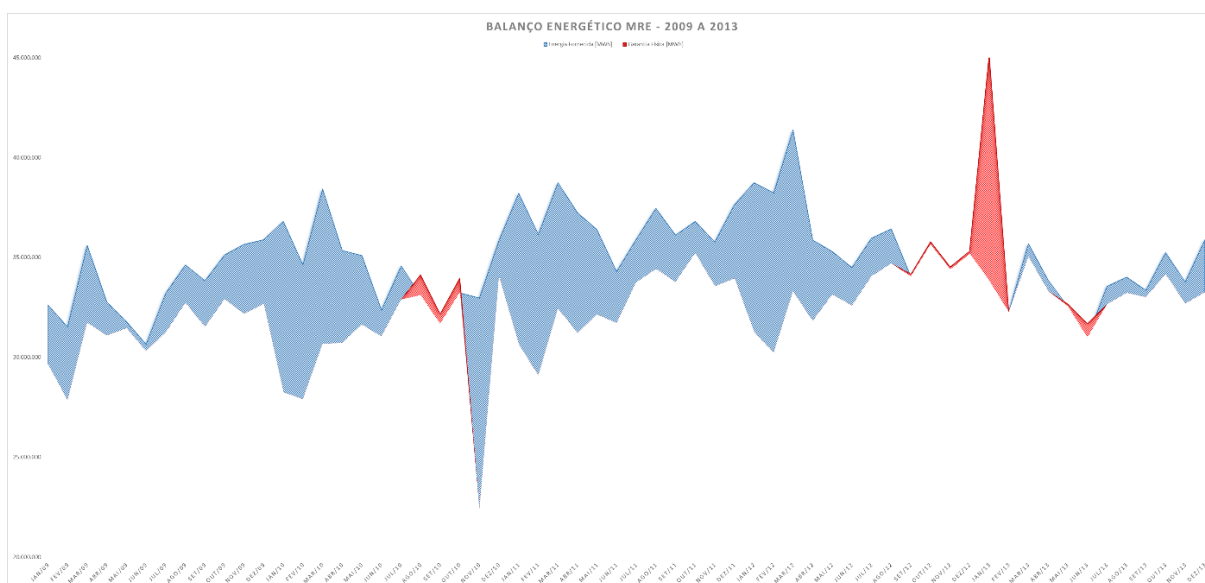


Figura 5 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2009 e 2013 (Fonte: Autoral)

Com os reservatórios abastecidos após passar todo o ano de 2008 em déficit, o ONS despachou energia do MRE. Entre os anos de 2009 e 2013, representado na figura 5, foi possível despachar energia hidrelétrica além da garantia física das usinas, chegando a despachar até 48% além de sua garantia física em novembro de 2010, conseguindo poupar o despacho térmico e apresentar um barateamento da tarifa de energia elétrica. Essa medida permitiu reduzir os custos de produção energética, porém também desabasteceu os reservatórios para os anos seguintes. A partir do início de 2013, pico vermelho na figura 5, já é possível observar o início da crise hídrica no país, além da baixa dos índices pluviométricos, o despacho de energia secundária entre os anos de 2009 e 2012 provocou queda na afluência dos rios, além disso a MP 579 havia sido promulgada em setembro de 2012. A partir de 2014 o problema se apresentou de forma mais consistente, como pode ser observado na figura 6.

Além disso, em 2009 a EPE planejou maior participação de fontes limpas na matriz energética, entre elas eólicas, solares e térmicas movidas a biomassa e biocombustíveis. Em 2012 foi aprovada a REN 462/2012 que dispõe sobre o uso de Geração Distribuída e seus subsídios, dessa forma, ao longo dos anos houve um aumento do uso dessas fontes na base do planejamento energético.

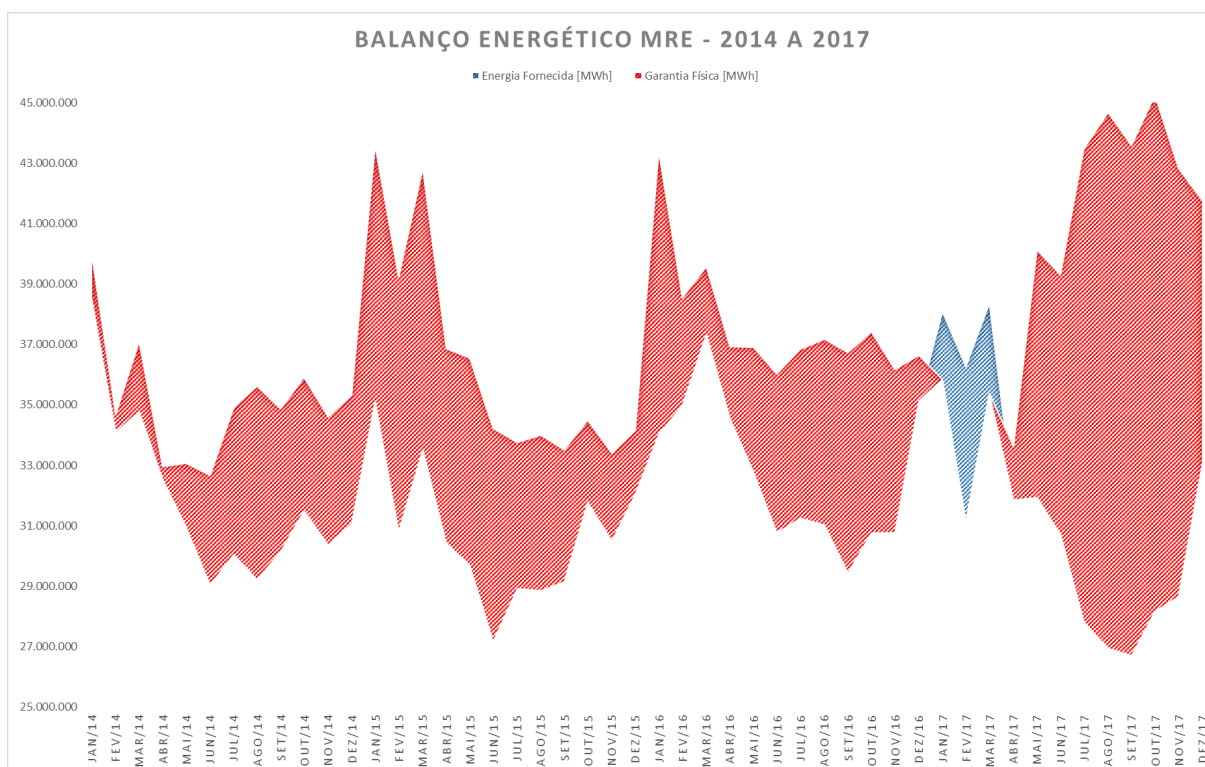


Figura 6 – Balanço Energético do MRE entre os anos de 2014 e 2017 (Fonte: Autoral)

A situação apresentada na figura 6 é decorrente do desabastecimento dos reservatórios e a escassez de chuvas, o país enfrentou déficits consecutivos, 2014 já trouxe valores

de PLD de R\$ 822,83, valores nunca antes observados no MRE. Neste ano, o despacho térmico fora da ordem de mérito de custo foi revogado, acrescentado a isso o governo havia sancionado a MP 579 em 2012, que reduzia a tarifa de energia elétrica. Ao passo que os geradores estavam sendo parcamente remunerados, estavam comprando muita energia no MCP para compensação de déficit.

A partir de 2014 iniciou-se a discussão acerca do endividamento dos agentes do setor elétrico, especialmente os geradores hidrelétricos e as concessionárias de distribuição de energia, os agentes entraram com pedidos de liminares na justiça para evitar a liquidação dos valores devidos, buscando formas de revertê-los. Em 2015, o governo federal instituiu a repactuação do risco hidrológico para que os geradores hidrelétricos pudessem pactuar o risco hidrológico com os consumidores de energia, trazendo as bandeiras tarifárias e causando a insatisfação dos consumidores.

### 3.5 Fator de Ajuste do MRE - *Generation Scaling Factor* (GSF)

A relação entre a energia gerada e a garantia física do conjunto de usinas participantes do mecanismo de realocação de energia é denominada fator de ajuste do MRE, ou, em inglês, *Generation Scaling Factor* (GSF). Ele avalia o grau de exposição da usina ao risco hidrológico, sendo que os valores de  $GSF < 1$  indicam que os geradores não conseguiram cumprir os contratos e tiveram que comprar energia no MCP, se sujeitando à altos valores de PLD. Quando  $GSF > 1$  indica que houve sobra de energia, sendo então comercializada como energia secundária. O GSF ideal seria aquele igual a 1, valores muito distantes de 1, sejam maiores ou menores, indicam instabilidade do sistema.

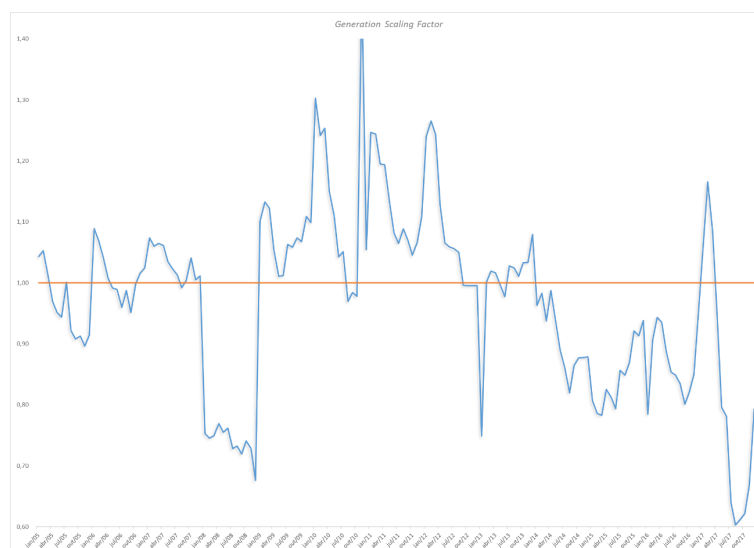


Figura 7 – *Generation Scaling Factor* entre os anos de 2005 e 2017. (Fonte: Autoral)

Como constatado no balanço energético, o setor elétrico passou por diversas situações entre os anos de 2005 e 2017 que causaram altas e baixas de geração de energia, esse

fenômeno é observável por meio do GSF, que mensura principalmente o risco hidrológico imputado aos agentes hidrelétricos decorrente de diversos fatores observados no balanço energético. O GSF representa a quantidade de energia despachada com relação à garantia física, sendo sua diferença correspondente à energia secundária, caso positiva; ou ao déficit de energia, caso negativo. Na figura 7 estão representados os valores do GSF para o período de análise, sendo a referência o GSF igual a 1, sendo o maior valor 1,48 em novembro de 2010, que representa o despacho de energia secundária 48% a mais do que sua garantia física; o menor deles é 0,60 em agosto de 2017, representando déficit de 40% de sua garantia física.

É importante ainda ressaltar que o GSF é um indicativo mês a mês da geração de energia dentro do mecanismo, para longos períodos, ele permite um panorama geral da análise, porém não traz uma percepção real do mecanismo. Apesar de ser um mecanismo de quantificação do risco hidrológico, o não cumprimento da garantia física por parte das usinas hidrelétricas não está associado somente aos problemas de hidrologia, mas também ao não cumprimento do despacho programado pelo ONS para despacho de usinas inflexíveis e fontes subsidiadas, ou não, de menor custo.

Por exemplo, nos períodos analisados para o balanço energético entre os anos de 2005 e 2007 a média do GSF foi de 1,00, o que não quer dizer que não houve déficit ou sobras, porém de fato foi um período de equilíbrio energético, sendo assim, é possível obter uma ideia aproximada, porém não apresenta a realidade do MRE. O período entre 2009 a 2013, que também foi um período de saldo positivo para o MRE apresentou GSF médio de 1,09.

Já para o ano de 2008, o GSF foi contabilizado por 0,74, o que significaria dizer 26% de déficit de energia, representando a quantidade de energia que deve ser produzida fora do mecanismo, sendo negociado no MCP. O período entre 2014 e 2017 também apresentou déficit de 14%, sendo o fator de ajuste 0,86. É interessante perceber que, apesar do déficit entre os anos de 2014 e 2017 ser menor do que o apresentado em 2008, o custo imputado ao MRE com o segundo é muito maior, isso porque o PLD estava maior.

Outra relação que pode ser estabelecida utilizando o ajuste do MRE é a análise do desenvolvimento do PLD ao longo do tempo de acordo com o risco hidrológico, na figura 8 apresentada abaixo, podemos observar o valor do PLD no gráfico de barras, em vermelho; no gráfico de linhas em azul, está representado o GSF mês a mês.

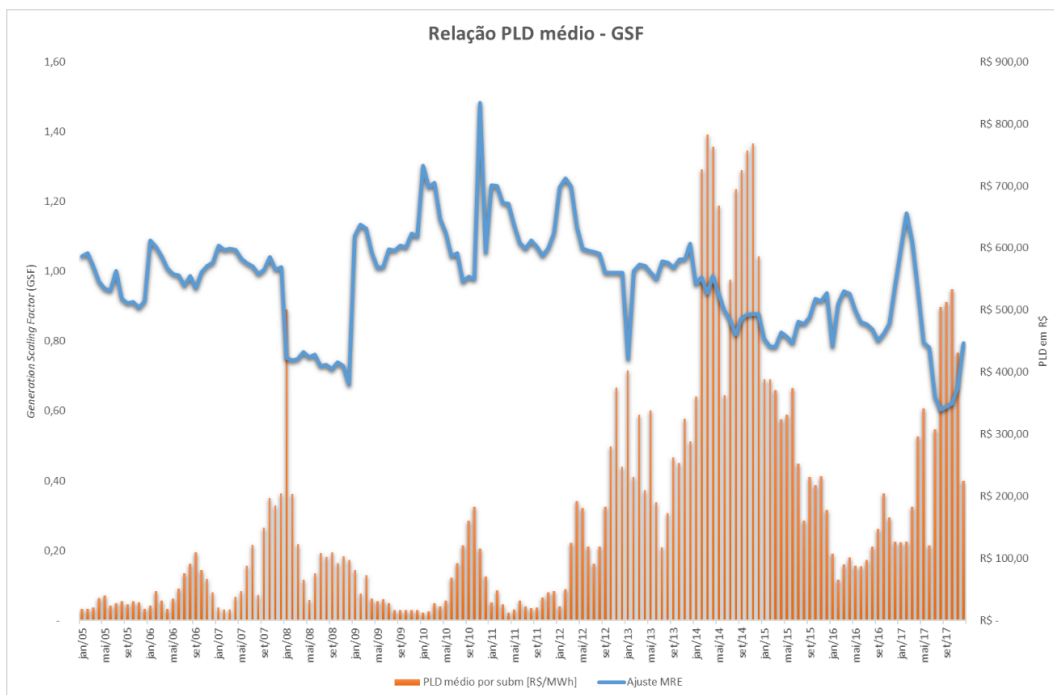


Figura 8 – Relação entre o PLD médio por submercado e o Fator de Ajuste do MRE (GSF) entre os anos de 2005 e 2017. (Fonte: Autoral)

O primeiro aspecto que pode ser observado é que como o risco hidrológico afeta o PLD sensivelmente. Quando há déficit de fontes hídricas, as térmicas são acionadas e consequentemente o CMO se eleva, fazendo o mesmo com o PLD. É possível perceber que até 2012 o PLD só ultrapassou uma vez a casa dos R\$ 200,00, em janeiro de 2008, chegando a R\$ 501,24, quando o despacho térmico fora da ordem de mérito de custo havia sido autorizado. Depois de 2013 quando a situação se agravou, os valores subiram muito, o GSF ficou poucas vezes acima de 100% e os valores de PLD estavam exorbitantes, sendo possível identificar um problema sistêmico na operação do mercado, caracterizado pela dificuldade de suprimento da demanda energética, porém, muito mais do que um problema de oferta e demanda, envolvendo o planejamento principalmente em longo prazo. Muitas vezes foram tomadas decisões no planejamento que trariam benefícios em curto prazo, porém que trouxeram passivos para o setor elétrico, em decorrência da intervenção do agente regulador no mercado de energia, representando uma falha de mercado. Demonstrando que devem ser tomadas medidas com relação ao funcionamento e operação do mercado de energia, de forma a solucionar a alta dos preços e mitigar a exposição aos riscos, uma vez que nem os agentes de geração e distribuição, quanto os consumidores deixaram de ser afetados, sequer havendo benefícios sociais.

Ao final da análise do MRE no período, entre 2005 e 2017, o MRE fechou em déficit de 253.839.364,55 MWh, representando um custo total de R\$ 110.155.210.539,77, utilizando o PLD médio. A contribuição de cada período de análise para o custo acumulado do MRE pode ser observada na figura 9.



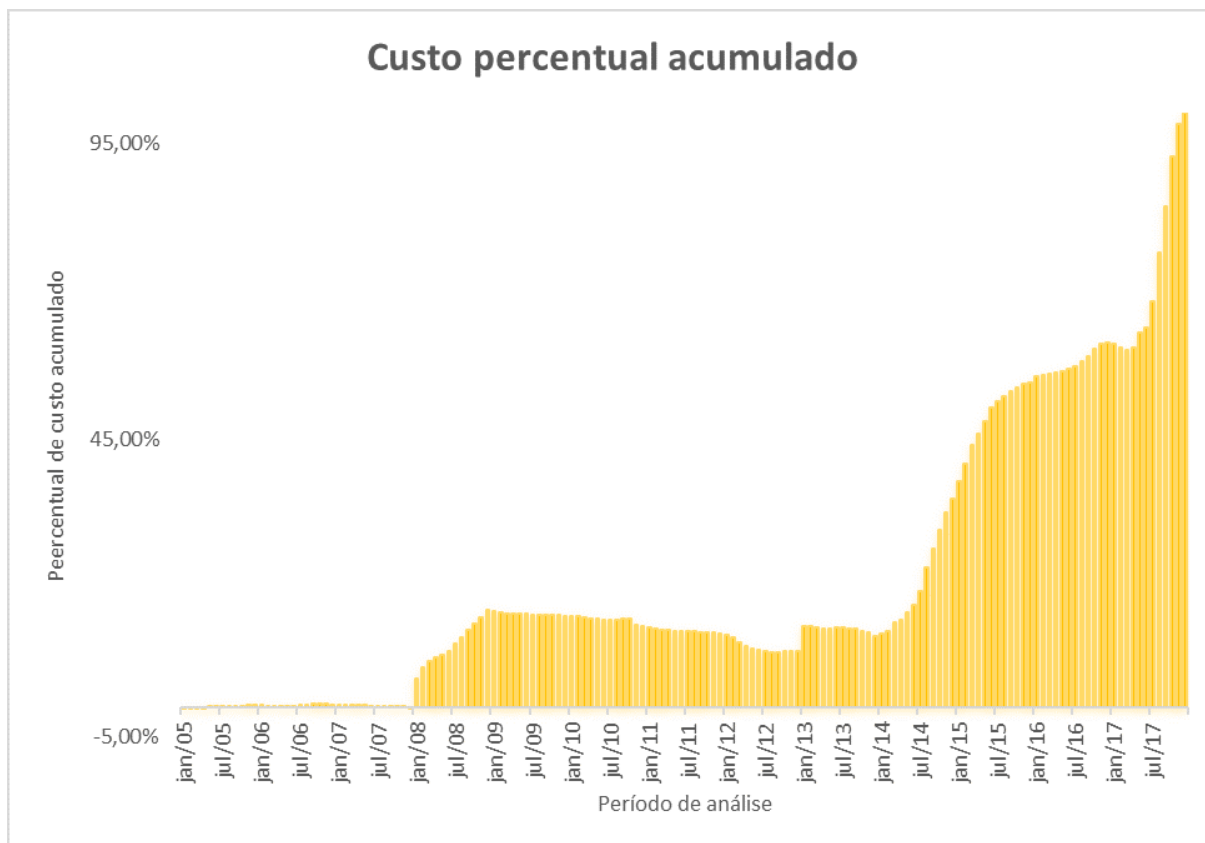


Figura 9 – Custo acumulado do MRE mês a mês (Fonte: Autoral)

A partir da figura 9 é possível observar que o custo total acumulado, ao final de dezembro de 2017, R\$ 110.155.210.539,77, é composto majoritariamente pelo déficit acumulado a partir de 2014. O percentual do período entre 2005 a 2007 com relação ao montante é basicamente nulo, representando uma queda de 0,001% em sua contribuição para o MRE. Para o ano de 2008, o déficit gerado representa 16,38% do custo acumulado ao longo do período de análise. Já os anos de grande volume de energia secundária despachada, contribuiu para redução do MRE em 4,51%. A partir do ano de 2014, quando as consequências do planejamento equivocado se fizeram presentes, juntamente com a crise hídrica, é que os custos do déficit subiram muito, sendo o período entre 2014 a 2017 responsável por 88% do custo total do déficit para todo o período de estudo.

O déficit na geração de energia representa a quantidade de energia que deve ser comprada no Mercado de Curto Prazo, para tanto deve-se identificar em qual submercado constam os déficits, de acordo com as Regras de Comercialização, a energia deve ser alocada prioritariamente dentro do submercado em que se apresenta déficit, bem como a energia comprada no MCP, para não haver diferenças de PLD. Em caso de não haver essa possibilidade, a energia deve ser comprada de outro submercado, sendo todos os agentes de geração de energia participantes do MRE responsáveis por arcar com os custos dessa energia.

Devido ao alto custo para ser ressarcido, o problema do GSF no MRE encontra-se sem solução, somando-se toda a energia gerada dentro do MRE e a garantia física em todo o período de análise, teríamos um total de 533.903.900 MWh de energia excedente para o mecanismo, como pode ser visualizado no Apêndice A, porém, como o balanço energético é contabilizado mês a mês e o PLD é variável de acordo com a situação do mercado de energia.

## 3.6 Análise de Risco

Neste tópico foi realizada a análise do comportamento do MRE frente ao risco hidrológico para o ano de 2017, quando começaram os primeiros pagamentos da Repactuação do Risco Hidrológico disponibilizada pela CCEE. Com esses dados, foi observada a relação custo x benefício da pactuação de risco para consumidores e geradores de energia hidrelétrica.

### 3.6.1 Risco Hidrológico

O risco hidrológico está associado à probabilidade de que a energia negociada em contrato não seja entregue devido à hidrologia de determinado curso de rio. Podendo ser encarado como um “risco de quantidade”, ou seja, aquele em que há comprometimento quanto à entrega de um montante de energia contratado por meio de algum ambiente de contratação. Em caso de não cumprimento do montante celebrado em contrato, o agente de geração deve comprar energia no MCP para suprir a energia que não foi entregue.

Na tentativa de mitigar os problemas decorrentes do risco hidrológico, foi instituído o MRE, uma ferramenta de gerenciamento de risco que funciona por meio do compartilhamento de ganhos e perdas entre os agentes de geração de energia hidrelétrica. O mecanismo visava garantir a entrega de energia e cumprimento de contratos do conjunto de usinas participantes, em que a sobra de uma usina produzindo em período úmido supriria o déficit de outra que estivesse passando pela seca. Entretanto, com o esgotamento dos reservatórios e a crise de abastecimento hídrico, não houve excedente energético suficiente capaz de manter o pleno funcionamento do mecanismo, gerando passivos para os geradores.

### 3.6.2 Mecanismo de Realocação de Energia como ferramenta de gerenciamento de risco

O MRE pode ser considerado como uma ferramenta de gerenciamento do risco hidrológico, uma vez que busca mitigar a parcela do risco hidrológico associada a cada agente de geração de energia hidrelétrica, dividindo-a entre eles, de acordo com a garantia

física de cada usina. Desta forma, é possível tirar proveito do bônus para os períodos de boa hidrologia, ao passo que para os períodos de baixa afluência hidrológica, pode-se minimizar as perdas financeiras decorridas da compra de energia no Mercado de Curto Prazo.

A compensação do risco hidrológico dentro do MRE acontece por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD), alocando a energia excedente de uma usina primeiramente dentro do mesmo submercado a que ela pertence e posteriormente entre os submercados. Desta forma, o valor final do montante energético do MRE, de déficit ou excedente é contabilizado após a alocação entre os submercados, todos os valores referentes ao déficit ou excedente energético, são financeiramente remunerados de acordo com o PLD. Portanto, ao final, o resultado da alocação energética mostra a situação de todo o conjunto de usinas dentro do MRE.

Para ilustrar o funcionamento do MCSD, suponhamos que existam dois submercados no MRE, Submercado 1 e Submercado 2, e cada um possui duas usinas, Usinas A, B, C e D e a garantia física de cada usina seja 100 MWh, e que as usinas A e B pertençam ao Submercado 1 e as usinas C e D pertençam ao Submercado 2.

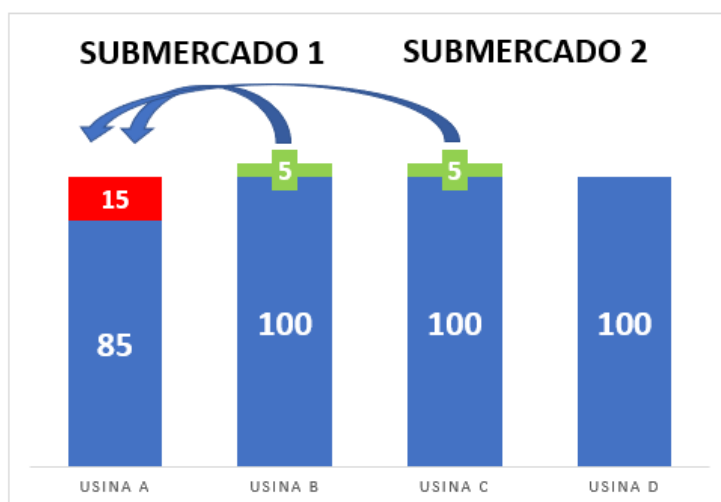


Figura 10 – Ilustração do MRE em situação de equilíbrio energético (Fonte: Autoral)

Suponha que dentro de um período contábil a Usina A não tenha entregue toda sua garantia física, com déficit de 15 MWh. Enquanto a usina B, de seu submercado, tenha tido sobra de 5 MWh. Não sendo suficiente, deve haver outro submercado para repor a energia deficitária para alocar energia ao Submercado 1. Se o Submercado 2 tiver saldo positivo suficiente para alocar energia e não houver sobras, como no caso apresentado na figura 10, em que a usina C tenha tido excedente de 5 MWh e a usina D tenha cumprido toda sua GF, então há situação de equilíbrio no MRE e o GSF = 0.

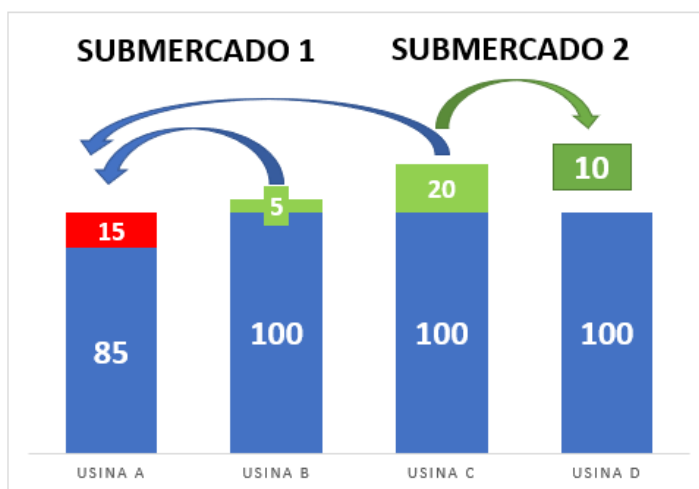


Figura 11 – Ilustração do MRE em situação de excedente energético (Fonte: Autoral)

Já em um caso em que o Submercado 2 tenha excedente energético, se a usina C produzisse energia suficiente para ser alocada para o Submercado 1 e ainda haja excedente, a energia excedente é comercializada como energia secundária e seu bônus financeiro, produto entre a energia excedente entregue e o PLD do período contábil, é rateado entre todos os geradores participantes do MRE de acordo com sua garantia física, ou seja, neste caso, 2,5 MWh para cada agente, Usinas A, B, C e D.

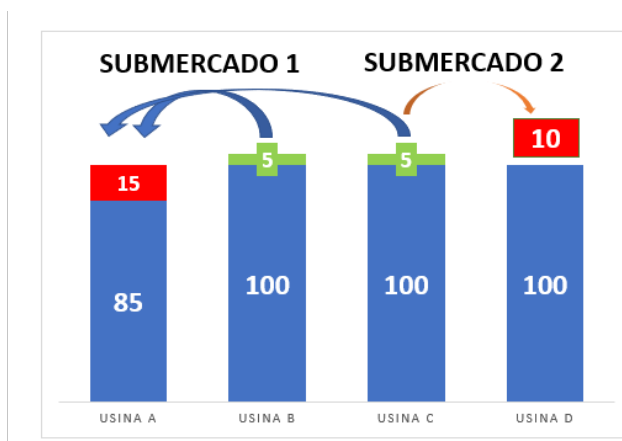


Figura 12 – Ilustração do MRE em situação de déficit energético (Fonte: Autoral)

Caso o Submercado 2 não tenha energia suficiente para suprir o déficit energético do Submercado 1, o MRE fica deficitário e o  $GSF < 1$ , desta forma, a energia que deixou de ser entregue pelas hidrelétricas deve ser comprada no MCP, a preço de PLD, e o valor do ônus deve ser rateado entre todos os agentes participantes do MRE, 1,2 MWh para cada agente.

Quando foi criado o MRE, ele foi pensado somente para gerenciamento do risco hidrológico proveniente de problemas no abastecimento do recurso hídrico, apenas em

2017 a ANEEL iniciou discussões a respeito de outros fatores que podem influenciar no risco hidrológico, por meio de audiências públicas. Desta forma, o despacho de energia é o que realmente quantifica o GSF, uma vez em sua contabilização é considerado apenas a diferença entre a energia firmada em contrato e o que foi entregue pelo agente.

Ao longo dos anos, decorrente de problemas de planejamento e baixa hidrologia, o MRE se mostrou insuficiente para garantir o cumprimento dos contratos de comercialização de energia no ACR. Os passivos financeiros decorrentes do risco hidrológico se acumularam ao longo dos anos, chegando a ultrapassar 100 bilhões de reais em 2017 (CCEE, 2017). A não liquidação da dívida impedia os geradores de renovar seus contratos de geração, fator que comprometeria a segurança energética no país em meio a uma crise de abastecimento.

Descontratar a geração hidrelétrica e respaldar a matriz na geração térmica devido a um problema regulatório e de gestão elevaria os preços da energia elétrica, trazendo o descontentamento do consumidor. Para corrigir esta falha de regulação, foi instituída em 2015 a Repactuação do Risco Hidrológico, que visava partilhar os ônus entre geradores hidrelétricos, distribuidores de energia e consumidores.

### 3.6.3 Repactuação do Risco Hidrológico

Após a Lei n.º 13.203/15, de repactuação do risco hidrológico, as modalidades contratuais de geradores e distribuidores foram modificadas: o contrato firmado pelos geradores de energia hidrelétrica passou a ser designado como **Contrato de Quantidade de Energia**, em que os geradores assumem o risco hidrológico, ou parte dele; enquanto o contrato firmado pelos geradores das demais fontes: térmica, eólica e solar é chamado **Contrato de Disponibilidade de Energia**, em que é prevista uma remuneração fixa para os geradores, independentemente da quantidade de energia que entregaram, uma vez que seu despacho depende da hidrologia das usinas hidrelétricas participantes do SIN. Neste caso, as distribuidoras de energia assumem o risco hidrológico para si ao comprar energia para garantir o suprimento energético, podendo então repassar seus custos para os consumidores de energia por meio da tarifa de energia elétrica.

Cada usina pode aderir a uma classe de repactuação de risco, que diferem entre si de acordo com o percentual de risco assumido pelo agente e o direito à energia secundária, ou seja, ao excedente de energia gerado. Os agentes negociaram seus ativos de energia celebrados em contratos, esses ativos podem ser correspondentes a toda garantia física de uma usina, uma parcela, ou até mesmo parcelas distintas, que foram comercializadas por meio de contratos diferentes.

A RRH trouxe de carona a renovação dos contratos de concessão, desta forma os agentes poderiam renovar seus contratos de geração de energia, postergando os pagamen-

tos dos passivos financeiros que estavam em pendência no MRE para o final do período de concessão, até 15 anos após o início do contrato de repactuação, fazendo pagamento apenas do prêmio de risco ao longo dos anos de duração do contrato de cessão.

Na próxima seção foi analisada a repactuação do risco hidrológico para o MRE no ano de 2017, primeiro ano em que a CCEE produziu dados a respeito da pactuação, além de apresentar a situação geral dos geradores que aderiram. Também foram analisados individualmente aqueles que iniciaram a cessão do débito ainda em 2017.

### 3.6.4 Análise da Repactuação do Risco Hidrológico

Ao todo, 197 ativos de usinas hidrelétricas firmaram contratos para repactuarem o risco hidrológico. Nos contratos de pactuação cada gerador pode escolher o seu produto de repactuação, possuindo um prazo máximo de postergação do prêmio de risco para cada classe. Em caso da concessão ou outorga da usina findar antes do período de vigência da repactuação, poderá ser estendida até o final da cessão.

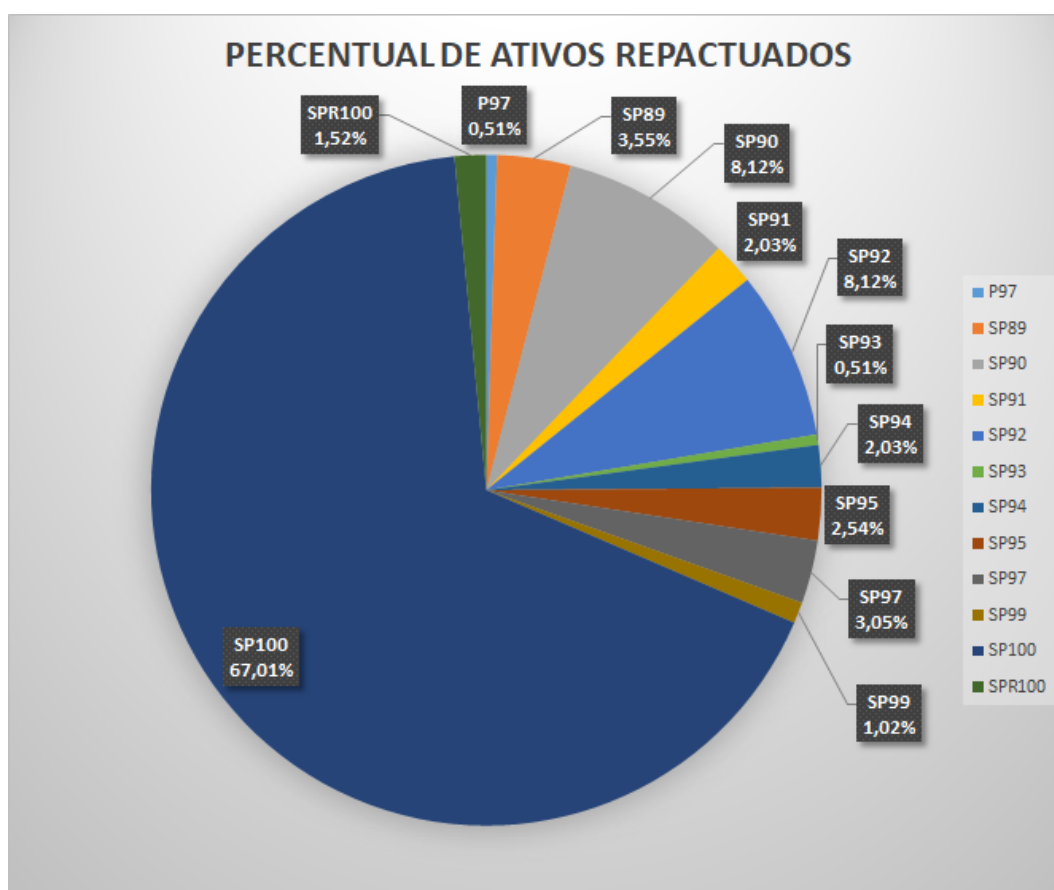


Figura 13 – Percentual de ativos repactuados para cada produto da RRH (Fonte: Autoral)

No gráfico apresentado na figura 13 é possível observar a adesão a cada produto da repactuação do risco hidrológico, sendo que a maioria dos agentes optaram por repactuar na classe SP100, em que o consumidor assume todo o risco, porém tem direito à energia

secundária. Os produtos que tiveram a segunda maior adesão em relação à quantidade de ativos foram os produtos SP90 e SP92, nos quais o consumidor assume os riscos para valores de GSF abaixo de 90% e 92%, respectivamente, sendo o gerador responsável pelo restante, essas classes têm prêmios de risco mais baixos que a SP100, uma vez que não é todo o risco que é imputado ao consumidor.

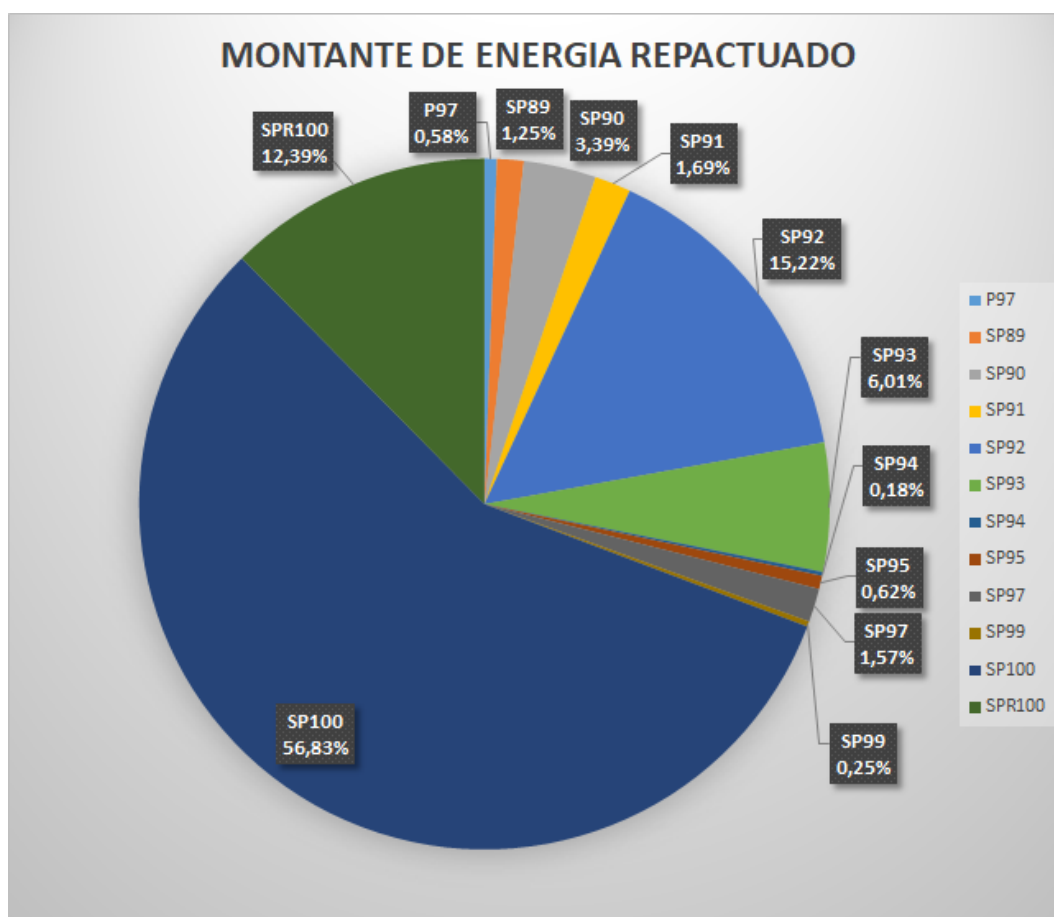


Figura 14 – Percentual do montante de energia repactuado para cada classe na RRH (Fonte: Autoral)

Outro aspecto que pode ser observado é o montante de energia da repactuação alocado para cada classe de risco, que tem resultados diferentes quando se observa apenas no tocante à quantidade de ativos. A garantia física dos ativos repactuados representa, em média, 80% de toda a garantia física sazonalizada anualmente no MRE. Mesmo sob esse aspecto, a classe SP100 ainda é a que concentra a maior parte da GF repactuada, seguida pela classe SP92, que também aparece em segunda posição no número de ativos, já em terceiro lugar, figura a classe SPR100, que se destaca por ser a classe escolhida pelos ativos de Belo Monte, nela todos os custos são repassados ao consumidor, enquanto os benefícios e a energia secundária são do gerador, havendo pagamento de risco referente a 10% da geração da usina.

### 3.6.4.1 Relação Custo x Benefício da Adesão à RRH

A fim de identificar qual a proporção da relação custo x benefício para o gerador ao aderir a RRH e para o consumidor pela criação da Bandeira Tarifária precisa-se primeiro definir o que pode ser determinado como custo do gerador e custo do consumidor.

A *priori*, os custos do gerador com o MRE não podem ser repassados para o consumidor, por isso a repactuação teve que ser adotada para que o consumidor passasse a assumir parte da responsabilidade financeira do risco hidrológico. Os custos aqui tratados são referentes ao déficit energético do ativo repactuado com relação à sua garantia física, enquanto os benefícios estão relacionados com o excedente energético, o direito ao recebimento da energia secundária, ora do gerador, ora do consumidor, a depender do produto da repactuação.

A Conta Bandeira (CCRBT) recebe o pagamento do prêmio de risco dos geradores na RRH e também a energia secundária a que os consumidores têm direito em caso de repactuação nos produtos SP, enquanto a VRRH representa os valores que são repassados para as distribuidoras e posteriormente para o consumidor por meio da bandeira tarifária. Nesta análise, o **benefício** será entendido não somente como a energia secundária, como também o **custo** que deixou de onerar para o agente.

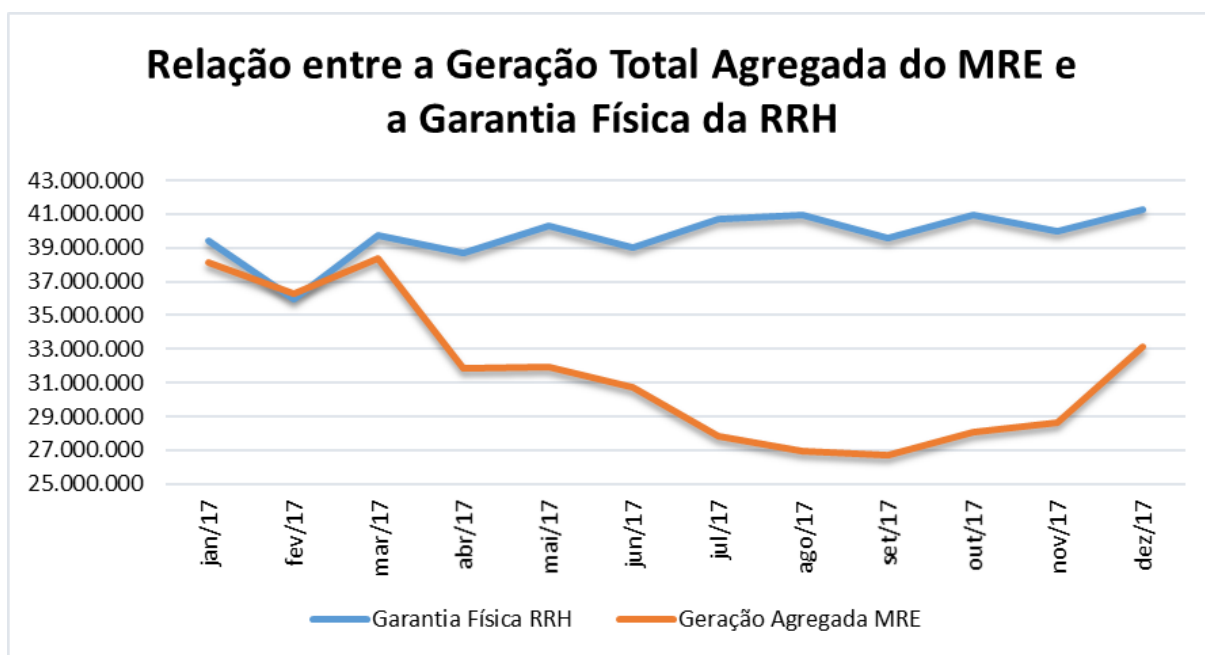


Figura 15 – Garantia física sazonalizada da RRH e geração total agregada do MRE (Fonte: Autoral)

Na figura 15 pode-se observar o comportamento da curva que mostra qual foi a estratégia adotada para realizar a escolha da parcela de energia na sazonalização por parte do Gerador. Para os meses em que se espera produção de energia secundária, no período



úmido (outubro a março), a parcela da energia sazonalizada era menor, uma vez em que há expectativa de cumprimento de toda a GF, assim, a partilha de energia secundária também seria menor, o que beneficiaria o gerador.

Observando a garantia física sazonalizada das usinas para o ano de 2017 percebe-se a complementariedade entre o déficit no MRE e a RRH, tendo comportamento praticamente espelhado um ao outro, de forma que a RRH seja eficiente para solucionar os problemas do MRE. Desta forma, iremos avaliar a relação custo x benefício da Repactuação do Risco Hidrológico.

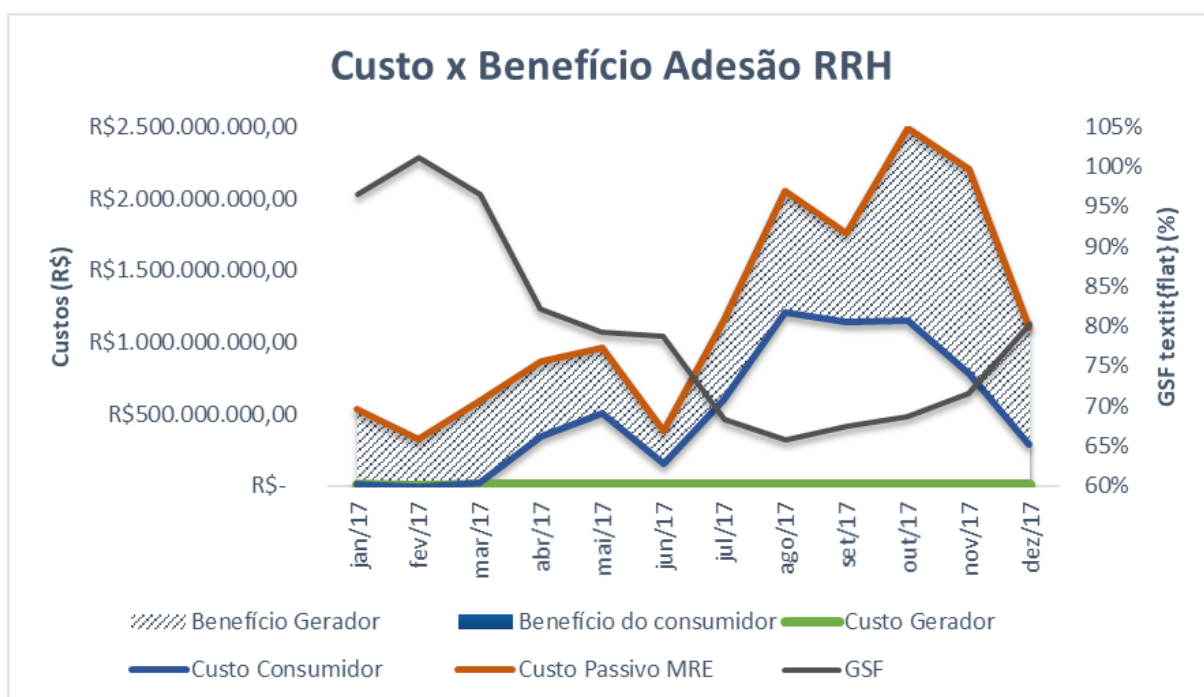


Figura 16 – Relação de custos da RRH e MRE e benefícios da adesão à repactuação (Fonte: Autoral)

No gráfico da figura 16 está apresentado os custos e benefícios da adesão à Repactuação do Risco Hidrológico para agentes de geração e consumidores cativos, observado na área hachurada que representa a diferença entre o pagamento que deveria ser feito pelos agentes de geração se tivessem que pagar pela energia comercializada no MCP na curva vermelha, o que está representado com o custo do passivo energético do MRE; a curva em azul é o pagamento que deve ser realizado pelos consumidores para o ano de 2017 com a repactuação por meio das distribuidoras de energia, determinado pelo VRRH (Valor de Repasse do Risco Hidrológico). É possível perceber que, para os meses em que o GSF fechou em alta, os pagamentos foram mais baixos, enquanto para os meses em que o risco hidrológico foi maior, os pagamentos foram de valores mais altos, entretanto a margem de benefício do gerador foi maior, protegendo-os de maior exposição ao PLD.

O VRRH para o conjunto de todas as usinas que iniciaram a pactuação do risco até o ano de 2017 foi de R\$ 6.181.039.493,50, valor que foi custeado pelos consumidores cativos. Mesmo que a partilha tenha se iniciado, a maioria dos geradores ainda não tem obrigação de realizar os pagamentos de prêmio de risco. Os únicos geradores que realizaram o pagamento de seus prêmios de risco estão analisados individualmente na tabela 1, o valor pago por eles durante o ano de 2017 foi de R\$ 19.968.770,40 o que representa apenas 0,3% do valor que foi repassado para os consumidores.

Além do custo financeiro a ser pagos pelos geradores que está sendo postergado, ao passo que os consumidores arcam com praticamente todo o risco hidrológico, ainda há de se analisar valores que não estão sendo contabilizados, como o custo do déficit energético que essas usinas teriam que liquidar no MRE, porém que não está sendo realizado uma vez que estão protegidas pela RRH, que chegaria a R\$ 14.416.108.205,17, dos quais apenas 43% estão sendo pagos atualmente, sendo que 99,9% está sendo custeado pelos consumidores.

Na análise de custos e benefícios, o custo para os geradores em 2017 foi o pagamento do prêmio de risco de R\$ 19.968.770,40, enquanto o benefício foi a não liquidação dos valores do MRE, R\$ 14.416.108.205,17, ou seja, o benefício do gerador foi o não pagamento de 99,9% dos custos totais referentes ao déficit energético. Enquanto isso, os consumidores pagaram R\$ 6.181.039.493,50, enquanto receberam em seu benefício o pagamento pela energia secundária de R\$ 20.221.029,85, ou seja, seus custos representam 205% do benefício.

O intuito da RRH é a redução da exposição dos agentes de geração ao risco hidrológico, através do compartilhamento do pagamento financeiro com os consumidores, assim não teriam que arcar com os custos de comprar energia no Mercado de Curto Prazo. A margem que representa o benefício obtido varia de acordo com o produto escolhido para a repactuação, o benefício apresentado na figura 16 representa apenas a diferença entre o que seria pago pelo agente sem a repactuação e o pagamento repactuado.

Um dos maiores gargalos na RRH é o repasse dos custos do risco hidrológico para os consumidores que estão realizando os pagamentos via Bandeira Tarifária, ao mesmo tempo em que os valores retroativos do MRE não são liquidados, desta forma, os custos de energia elétrica podem subir cada vez mais para o consumidor. Resta saber se a repactuação representa um benefício real para os consumidores, ou se, de forma contrária, tem trazido cada vez maiores prejuízos e custos e ainda assim não garantindo a modicidade tarifária.

Além disso, o passivo energético que se acumula, aqui tratado como benefício do gerador, deixa de ser um custo existente. Considerando o fato de que os geradores responsáveis por 80% do montante energético comercializado no ACR aderiram à RRH, os valores que antes seriam pagos para o risco hidrológico no MRE e não estão sendo liquidados, se acumulam em um passivo milionário, que, ao longo dos anos, poderão se tornar um problema regulatório ainda maior. Para constatar o que já pode ser observado

para o ano de 2017, foram apresentados os gráficos com os dados da repactuação para as usinas que já iniciaram a liquidação de seus custos e o pagamento do prêmio de risco.

Ainda que possa ser observado o contexto geral dos agentes que aderiram à repactuação, cada gerador deve ser analisado individualmente, se a GF repactuada é condizente com a geração e se os custos que são repassados para o consumidor são justos, ou se estão assumindo riscos para que os demais agentes sejam beneficiados. Para verificação da viabilidade da adesão à repactuação para os consumidores, será utilizada a análise da garantia física e as séries de pagamentos dos geradores que liquidaram seus débitos para o ano de 2017. Os agentes que firmaram com a repactuação e tiveram que liquidar ainda em 2017 estão apresentados na Tabela 1, excetuando-se aqueles que estão com ativos judicializados para não realizar os pagamentos.

EMPREENDEDOR DESPACHO	ATIVO	POTÊNCIA INSTALADA (Mwmed) CAP T	GARANTIA FÍSICA (MWmed) (GF)	MONTANTE DE ENERGIA REPACTUADO (MWmed)	INÍCIO CESSÃO DO RISCO	TÉRMINO CESSÃO DO RISCO	CLASSE
TOCANTINS ENERGETICA S/A	DIANOPOIS	5,500	3,880	2,208	01/01/2016	31/12/2020	SP100
CEB LAJEADO S.A.	LAJEADO	168,300	104,267	3,059	01/01/2016	15/12/2032	SP92
CEB GERAÇÃO S.A.	PARANOÁ	30,000	13,000	11,104	01/01/2016	31/12/2016	SP100
EMPRESA DE ENERGIA CACHOEIRA CALDEIRÃO S.A.	CACHOEIRA CALDEIRAO	219,000	129,700	125,029	01/01/2017	31/12/2046	SP89
ECE PARTICIPAÇÕES S.A.	STO ANTONIO DO JARI	37,003	21,574	20,900	01/01/2017	31/12/2044	SP89
COMPANHIA HIDRELÉTRICA TELES PIRES	TELES PIRES	1.820,000	930,700	778,000	01/01/2017	31/12/2044	SP92

Figura 17 – Relação de agentes de geração com ativos na RRH com liquidação para o ano de 2017 (Fonte: Autoral)

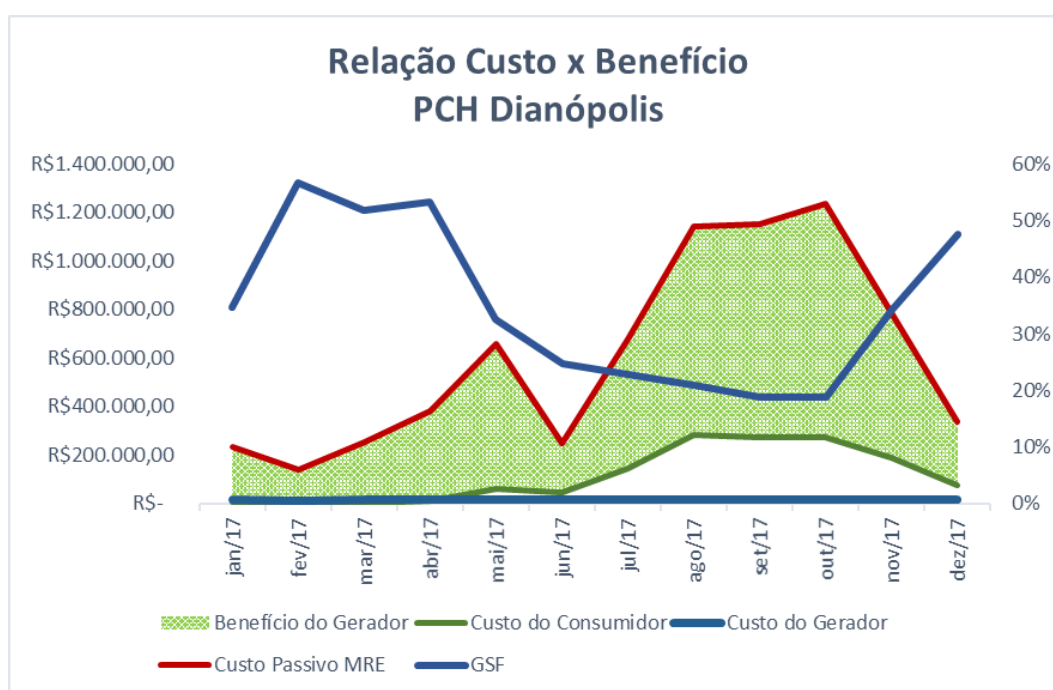


Figura 18 – Relação entre custos e benefícios para a PCH Dianópolis da Tocantins Energética com e sem a adesão à RRH (Fonte: Autoral)

A PCH Dianópolis da Tocantins Energética S.A repactou seu déficit energético de acordo com o produto SP100. O saldo energético do ativo foi negativo para o ano de 2017 com valores de GSF abaixo de 60%. Durante todo o ano, a usina cumpriu com apenas 35% da energia firmada em contrato para ser entregue durante todo o ano, montante que compromete muito o abastecimento e planejamento energético.

No MRE a usina deveria ter liquidado R\$ 7.246.675,30, entretanto com a adesão da RRH foi pago prêmio de risco no valor de R\$ 215.470,80, enquanto foi repassado aos consumidores R\$ 1.363.582,14. Do custo total do MRE de R\$ 7.246.675,30, apenas 22% deste valor está sendo liquidado, sendo que 86% dos custos estão sendo pagos pelos consumidores. Para esta usina, deveria haver reajuste na GF, de forma tal que ela conseguisse cumprir maior percentual de produção de energia, bem como uma possível revisão no produto de pactuação, para não ocorrer mais uma sistêmica oneração ao consumidor, sem a responsabilização por qualquer percentual de déficit e sem entrega de qualquer benefício financeiro sob a forma de energia secundária.

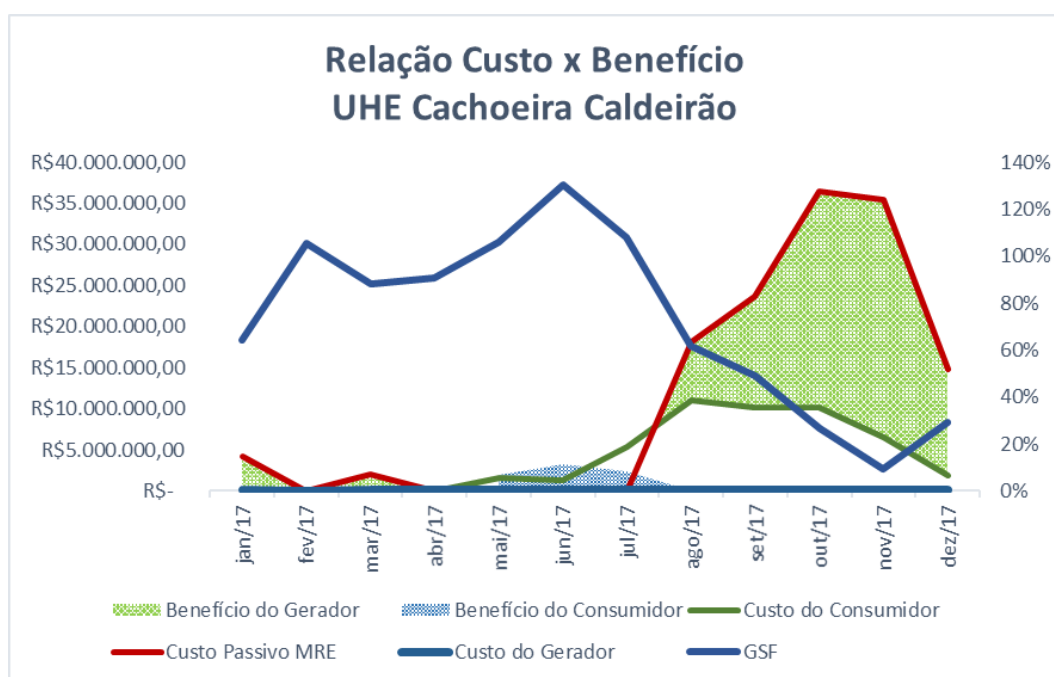


Figura 19 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Cachoeira Caldeirão com e sem a adesão à RRH (Fonte: Autoral)

A UHE Cachoeira Caldeirão escolheu o produto de SP89 para repactuar, em que os valores entre 89% e 100% seriam custeados pelo gerador de energia, durante a operação no ano de 2017 a usina cumpriu 72% da garantia física de seu contrato, sendo que apenas no mês de abril o custo foi repassado para o gerador.

Neste caso, o gerador teria que pagar R\$ 134.685.838,27 no MRE sem a RRH, enquanto com a adesão, o prêmio de risco pago foi de R\$ 963.823,80. O excedente energético é revertido em favor dos consumidores, no valor de R\$ 8.098.236,21, o valor repassado aos

consumidores via bandeira tarifária foi no total de R\$ 48.049.341,67, representando 98% dos custos liquidados. No tocante ao passivo energético, representa apenas 35% do que teria sido liquidado no MRE.

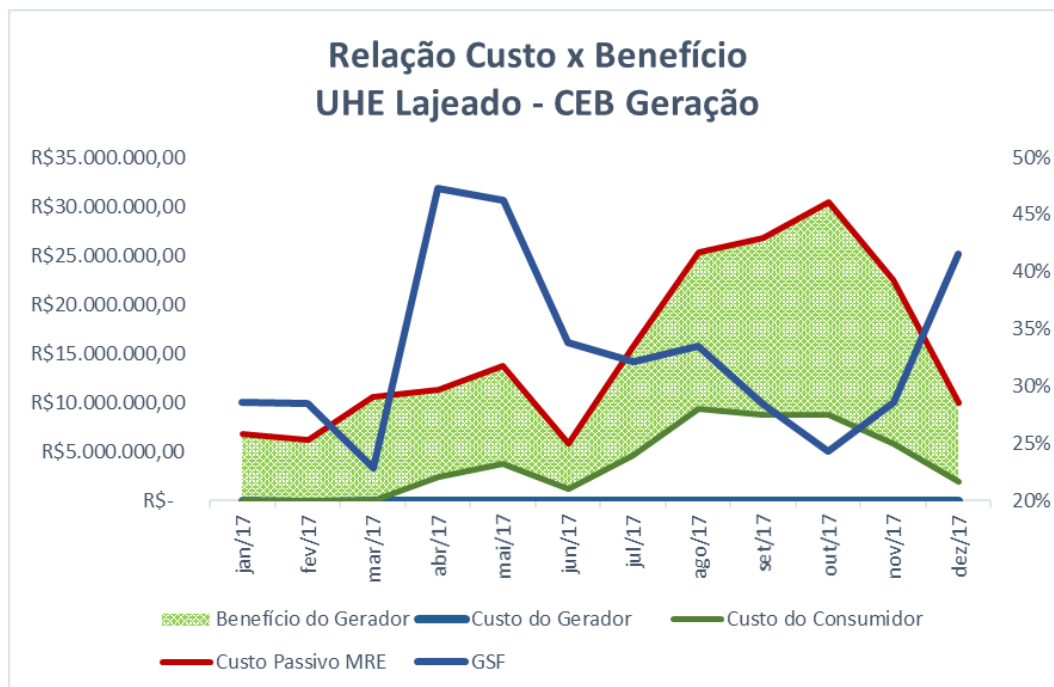


Figura 20 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Lajeado da CEB Geração com e sem a adesão à RRH (Fonte: Autoral)

O ativo da CEB Geração da UHE Lajeado foi repactuado de acordo com o produto SP 92, para o qual os valores de GSF abaixo de 92% seriam custeados pelos consumidores de energia, enquanto os valores superiores entre 92% e 100% são de responsabilidade financeira dos geradores de energia. Entretanto para o ano de 2017 a PCH fechou em déficit energético, sem qualquer ganho de energia secundária.

Nestes casos, tudo que é considerado benefício do gerador, valores que ele deixa de ter obrigação de liquidar no MRE, não são custos liquidados por nenhum agente que seja responsável por arcar financeiramente com o déficit energético. O valor pago pelo prêmio de risco é de R\$ 78.517,15, enquanto o valor que deveria ser pago pelo gerador dentro do mecanismo seria de R\$ 185.078.790,21, sendo o valor pactuado com os consumidores, um total de R\$ 46.196.210,39, o que representa 99,8% de todos os valores liquidados, que por sua vez significam apenas 25% dos custos associados ao risco hidrológico para esta UHE.

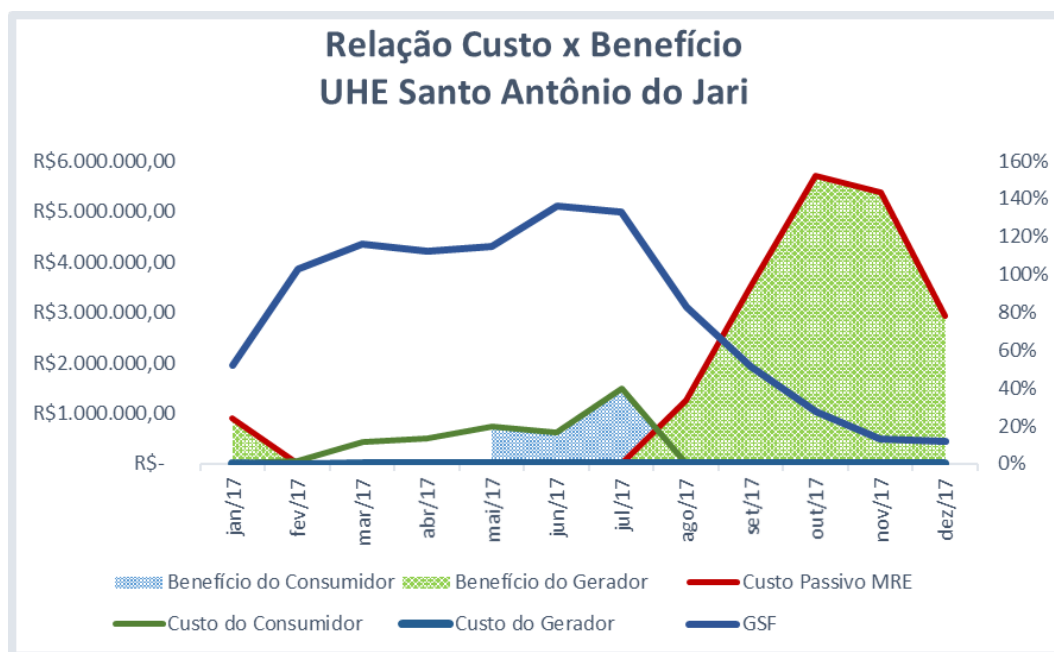


Figura 21 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Santo Antônio do Jari pertencente a ECE com e sem a adesão à RRH (Fonte: Autoral)

A UHE Santo Antônio do Jari repactuou sob o produto SP89 e cumpriu 79% da energia contratada para o ano de 2017, produzindo energia secundária repassada em benefício dos consumidores no valor de R\$ 2.900.963,82. Se o gerador tivesse que liquidar o déficit energético para o MRE, significaria um montante de R\$ 19.727.933,94 sendo comprado no MCP para compensá-lo, para repactuação desse valor, deve-se fazer o pagamento do prêmio de risco em favor da Conta Bandeira para amenizar o impacto financeiro do consumidor, o que representa o total de R\$ 161.113,94, com isso, o consumidor teria que arcar com R\$ 3.854.876,97, representando 96% dos pagamentos da RRH, entretanto apenas 20% dos custos decorrentes do risco hidrológico estão sendo liquidados.

Muito embora a usina não tenha escolhido um produto de repactuação que onere o consumidor em 100%, não houve um mês em que o GSF ficasse entre os valores de 89% e 100%, os valores ficaram ora abaixo dos 89%, ora acima dos 100%. Assim, todos os custos do déficit foram repassados para os consumidores, representando um total de 96% do total que deveria ter sido pago, assim, o consumidor está pagando a maior parte do risco hidrológico, não tendo poder de decisão de realizar o pagamento ou não e não recebendo proteção de agentes reguladores para conferir se a repactuação é feita de forma justa e igualitária, que balanceie os valores a serem pagos entre consumidores, distribuidores e geradores de energia.

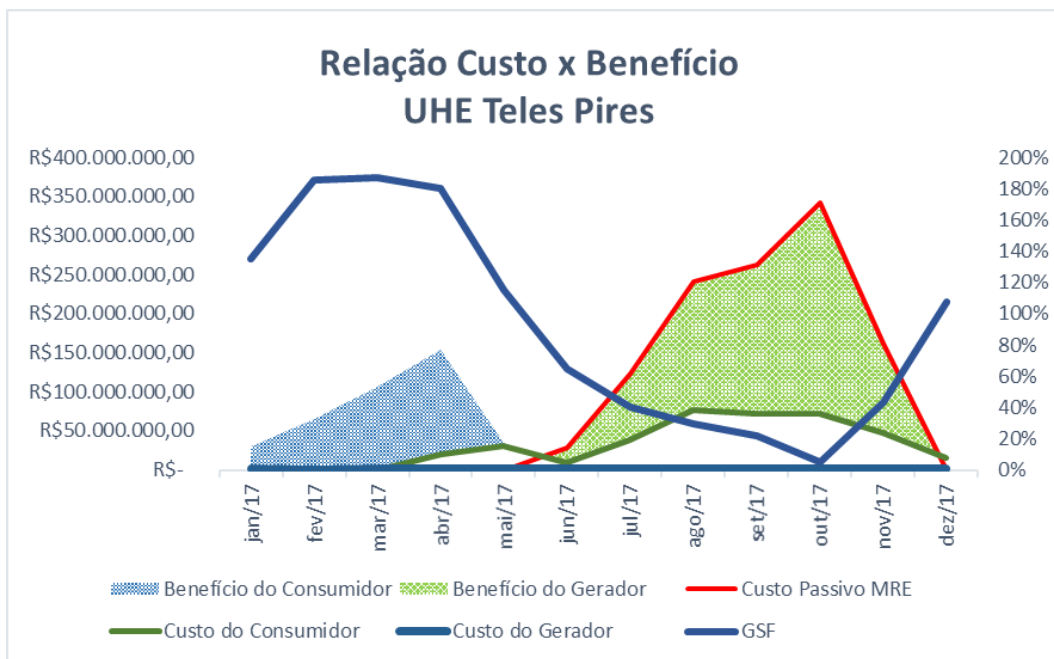


Figura 22 – Relação entre custos e benefícios para a UHE Teles Pires com e sem a adesão à RRH (Fonte: Autoral)

A UHE Teles Pires repactuou de acordo com o produto SP92, ou seja, se responsabiliza pelo pagamento do déficit energético para valores de GSF que fiquem entre 92% e 100%. Os valores acima de 100% são repassados sob a forma de excedente de energia secundária em favor dos consumidores de energia, enquanto os valores abaixo de 92% são repassados aos consumidores como custo, na forma da bandeira tarifária, um adicional a conta de energia para cada kWh.

Ao longo do ano, a usina conseguiu entregar 92% da energia comercializada em contrato, porém devido à sazonalização de sua garantia física, para os meses em que a geração de energia era baixa, a GF estava muito aquém da capacidade de geração que foi apresentada. Desta forma, a usina teria que pagar um total de R\$ 1.157.868.039,44 pelo saldo energético negativo se não tivesse aderido a RRH, uma vez que a contabilização realizada é semanal. Com a repactuação, o pagamento realizado foi num total de R\$ 19.968.770,40, sendo repassado para o consumidor o pagamento de R\$ 383.219.693,75 uma vez que houve repasse de energia secundária de R\$ 401.716.243,92.

Desta forma, o consumidor pagou por 95% dos custos do déficit energético, entretanto apenas 35% do déficit total do MRE. Mesmo que tenha sido baixa a oneração do consumidor com relação às usinas anteriores, a garantia física da UHE Teles Pires deve ser revista, uma vez que ela conseguiu cumprir boa parte de seu contrato de energia anual, porém a sazonalização não foi eficiente e isso gerou passivos financeiros para o agente de geração e os consumidores.

De posse desta análise, podemos visualizar os dados consolidados na tabela a

seguir:

Empreendimentos	Relação entre Garantia Física Sazonalizada e Geração	Pagamento do prêmio de risco dos geradores e distribuidores	Valor do MRE que seria pago pelo gerador sem adesão à RRH (MRE)	Valor de Repasse do Risco Hidrológico	Benefício do Consumidor Repasse de Energia Secundária	Benefício do Gerador	Razão entre os pagamentos realizados entre consumidores e geradores e MRE	Percentual de custos imputados aos consumidores nos pagamentos realizados
	Geração 2017 (%GF)	Prêmio de Risco	Pagamento sem RRH	VRRH	Energia Secundária	Diferença		
Usina								
PCH Dianópolis Tocantins Energética	35%	R\$ 215.470,80	R\$ 7.246.675,30	R\$ 1.363.582,14	R\$ -	R\$ 5.883.093,16	22%	86%
UHE Lajeado CEB Geração	33%	R\$ 78.517,15	R\$ 185.078.790,21	R\$ 46.196.210,39	R\$ -	R\$ 138.882.579,82	25%	100%
UHE Cachoeira Caldeirão EEC	72%	R\$ 963.823,80	R\$ 134.685.838,27	R\$ 48.049.341,67	R\$ 8.098.236,21	R\$ 78.538.260,39	36%	98%
UHE Santo Antônio do Jari ECE	79%	R\$ 161.113,94	R\$ 19.727.933,94	R\$ 3.854.876,97	R\$ 2.900.963,82	R\$ 12.972.093,15	20%	96%
UHE Teles Pires	92%	R\$ 19.968.770,40	R\$ 1.157.868.039,44	R\$ 383.219.693,75	R\$ 401.716.243,92	R\$ 372.932.101,77	35%	95%
TOTAL	62%	R\$ 21.387.696,09	R\$ 1.504.607.277,16	R\$ 482.683.704,92	R\$ 412.715.443,94	R\$ 609.208.128,29	34%	96%

Figura 23 – Resumo dos pagamentos realizados pelos agentes que liquidaram o déficit energético da RRH (Fonte: Autoral)

No contexto geral das usinas analisadas, em conjunto elas conseguiram entregar 62% de sua garantia física, muito aquém do desejável, logo cabe realizar uma revisão de garantia física desses geradores. Entretanto, há um limite para a realização de revisão de garantia física, sendo o máximo de 5% para cada revisão e apenas 10% para todo o período de concessão. Dos pagamentos que estão sendo realizados pelos geradores e consumidores, 96% desse valor está sendo pago pelos consumidores. Entretanto, existem os custos que seriam pagos no MRE se as usinas não tivessem aderido à RRH, valores que não estão sendo mais liquidados, porém que representam o risco hidrológico das usinas. Ao pagar valores muito menores do que deveriam, apenas 34% do custo do MRE, se acumula um passivo energético que não está sendo repassado para nenhum agente, o que provavelmente se tornará um problema para os consumidores.



## 4 Considerações Finais

Na operação do setor elétrico estão envolvidos riscos, principalmente na geração de energia, que devem ser gerenciados pelos órgãos regulador e operador do sistema elétrico. Como consequência de um sistema hidrotérmico, a maior preocupação encontrada está relacionada a disponibilidade do recurso energético: combustível e gás para as usinas térmicas e água para as hidrelétricas.

Nesses sistemas energéticos é possível observar medidas governamentais para evitar crises de abastecimento, no tocante à indisponibilidade de combustíveis, existem subsídios ligados ao uso de combustível, associado à aversão ao despacho dessa fonte. Para as fontes hídricas, o intuito é a maximização do aproveitamento do recurso, respeitando a afluência hidrológica para garantia do abastecimento em longo prazo.

Em decorrência do que está relacionado aos riscos, quando a situação de abastecimento é alterada, existe intervenção do governo federal, por meio dos organismos competentes, tais como MME e ANEEL, para tentar sanar os problemas. Nestes casos, a intervenção estatal deve ser moderada, de forma manter o equilíbrio do setor, pois quando é feita de maneira equivocada, pode gerar passivos de difícil gerenciamento. Como exemplo, pode ser observada especialmente a crise do petróleo em 2008 que acarretou em duas situações distintas para o abastecimento energético brasileiro: aumento do custo do barril de petróleo; reabastecimento dos reservatórios hídricos.

O aumento do custo do combustível fez com que os geradores térmicos se preocupassem com o cumprimento de seus contratos, solicitando ao governo o despacho das usinas fora da ordem de mérito de custos. Assim, os reservatórios das hidrelétricas foram poupados, garantindo seu reabastecimento para garantir o suprimento energético por muitos anos. Mostrando que o conjunto de medidas adotadas pelo governo foram acertadas, permitindo a manutenção do equilíbrio nos custos de geração e ainda garantindo a segurança energética.

Por outro lado, colhendo os frutos de saldo energético positivo depois de 2008; em 2012 o governo sugeriu a renovação das concessões de geração de energia elétrica em contrapartida do controle de preços da energia elétrica pela ANEEL, por meio das tarifas. As consequências da medida para o balanço energético não foram favoráveis, causando déficit que se estende até hoje.

De acordo com o balanço energético realizado neste trabalho pode-se obter o custo de ressarcimento pela energia não gerada no MRE entre os anos de 2005 a 2017 de R\$ 110.155.210.539,77, presente no Apêndice A, sendo os anos entre 2014 a 2017 responsáveis por 88,13% do total deste valor. Apesar deste mesmo período ter representado apenas 14%

de déficit com relação a sua garantia física, o saldo acumulado do MRE foi influenciado pela alta do PLD, devido a situação do mercado de energia, atingido pela promulgação da Lei 13.203/15, crise hídrica, reservatórios desabastecidos e a decisão de despachar energia secundária anteriormente, entre 2009 e 2013.

O balanço energético entre os anos de 2005 e 2017 apresentou saldo positivo de geração de energia, como pode ser visto no Apêndice B, 533.903.900 MWh de energia foi produzido em excedente ao longo do período de análise. Entretanto, o mecanismo não opera de forma a compensar os déficits em longo prazo, uma vez que a demanda energética é instantânea e a contabilização deve ser feita semanalmente de forma a não acumular perdas energéticas, garantindo a operação do sistema elétrico como um todo.

A má gestão e a falta de planejamento adequado para tomadas de medidas variadas, como o despacho fora da ordem de mérito e a MP 579/2012 e a inserção de novas fontes de energia na matriz energética, em conjunto, construíram uma situação caótica, deixando os geradores em uma situação inesperada e de difícil gerenciamento. A dificuldade na liquidação da dívida que supera os 100 bilhões de reais, por parte dos agentes de geração hidrelétrica, trouxe para os consumidores, por meio da bandeira tarifária, preços de energia impraticáveis para um país com fontes de energia tão diversificadas e, em tese, com baixo custo de geração.

A adoção da Repactuação do Risco Hidrológico para solucionar os problemas do MRE reduziu o impacto do risco hidrológico, cuja responsabilidade financeira recaía anteriormente apenas para o gerador, agora podendo compartilhá-la com distribuidores de energia e consumidores cativos. Porém, os custos foram repassados praticamente em sua totalidade para os consumidores, arcando com 99,97% dos pagamentos realizados por consumidores e geradores hidrelétricos.

Um dos pontos importantes ao se discutir a adesão de medidas regulatórias que afetem o consumidor é que eles não têm o poder de decidir se vão ou não arcar com esses custos. Além disso, há um desequilíbrio entre os custos que estão sendo repassados aos consumidores e os valores pagos pelos geradores. O intuito da pactuação de risco era que o excedente superasse o déficit, trazendo maiores benefícios para os consumidores e garantindo a redução das tarifas de energia, porém não foi isso que ocorreu, o déficit se prolongou e o impacto para o consumidor foi ainda maior, beneficiando apenas o gerador, que deixou de liquidar valores milionários no MRE e pagou valores módicos quando comparados aos anteriores.

Outro ponto que ainda não está sendo discutido, é que todo o déficit energético de geração hidrelétrica deve ser compensado com a compra de energia elétrica comercializada no MCP. Porém, ao aderir à RRH o agente não tem obrigação financeira sobre os valores do MRE, ou seja, há energia elétrica sendo comprada no MRE, custeada pelos distribuidores de energia, que é repassada no reajuste tarifário a cada ano para os consumidores cativos.

Enquanto isso, o pagamento do prêmio de risco realizado pelos geradores e distribuidores não é suficiente para a cobertura desses déficits, onerando os distribuidores de energia e deixando-os com este passivo acumulado por 4 anos, até a revisão tarifária. Quem está pagando a maior parte da conta são os consumidores, e ainda assim representam apenas 43% do déficit energético descoberto para o ano de 2017, gerando um passivo energético de R\$ 8.215.099.941,27 apenas para este ano.

Por isso é necessária a realização da revisão de garantia física das usinas, como pode ser observado nos dados individuais, muitas delas apresentaram geração muito aquém do negociado em contrato, o que compromete a segurança energética e onera consumidores ao comprar energia de fontes de custo mais alto. Além disso, houve um caso em que a usina arcou com 92% da energia contratada, porém como a sazonalização era inadequada, o risco hidrológico do período contábil acabou sendo repassado aos consumidores.

Atualmente ocorre deslocamento energético e até mesmo vertimentos para que as fontes intermitentes possam ser despachadas, uma vez que se não forem despachadas no momento da disponibilidade energética, será desperdiçada energia produzida. Como os contratos das fontes intermitentes são realizados por disponibilidade e não por quantidade de energia, elas não são penalizadas ao não entregarem um montante energético negociado em contrato. Ao mesmo tempo, há captura de mercado por parte das fontes inflexíveis, aumentando ainda mais o risco hidrológico. Por isso há necessidade da proteção dos geradores hidrelétricos, uma vez que são as hidrelétricas as usinas responsáveis por serem capazes de assegurar a demanda energética.

Com a atual regulação e regulamentação, apenas os geradores hidrelétricos são onerados pelo déficit de entrega energética, enquanto aqueles que estão submetidos a outras modalidades contratuais são remunerados mesmo que não gerem energia. Então, outra proposta que poderia mudar a realidade do cenário energético é a readequação das modalidades contratuais das fontes intermitentes de energia, bem como a revisão das normas a fim de corrigir as falhas de mercado e governo existentes.

## Referências

- ANEEL. Capacidade de geração do Brasil. *Banco de Informação de Geração*, 2019. Citado na página 14.
- BRASIL. *Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996*. 1996. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 10 maio 2019. Citado na página 29.
- BRASIL. *Lei n.º 10.847 de 15 de março de 2004*. 2004. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 10 maio 2019. Citado na página 29.
- BRASIL. *Lei n.º 10.848 de março de 2014*. 2014. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 27 abril 2019. Citado 3 vezes nas páginas 22, 35 e 37.
- BRASIL. ANEEL. *Resolução Normativa n.º 231 de 8 dezembro de 2015*. 2015. Disponível em: <<https://www.biblioteca.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 21 abril 2019. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 44.
- BRASIL. ANEEL. *Resolução Normativa n.º 684 de 11 dezembro de 2015*. 2015. Disponível em: <<https://www.biblioteca.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 01 maio 2019. Citado na página 42.
- BRASIL. Câmara. *Lei n.º 13.203 de 19 setembro de 2006*. 2006. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/>>. Acesso em: 14 abril 2019. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 41.
- BRASIL. SGT (ANEEL). *Como é composta a Tarifa*. 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 30 maio 2019. Citado na página 25.
- BRITO, M. C. T. d. Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia. Rio de Janeiro, RJ, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 38, 39, 40 e 42.
- CAMPOS, H. A. Falhas de mercado e falhas de governo: uma revisão da literatura sobre regulação econômica. In: UNICEUB. *Primas: Direito, Políticas Públicas e Mundialização*. Brasília-DF, 2008. v. 5. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- CASTRO, N.; BRANDÃO, R. A conexão da bioeletricidade à rede: Quem paga? *GESEL UFRJ*, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- CASTRO, N.; BRANDÃO, R. Desafios para o mercado elétrico brasileiro. *Valor Econômico*, 2017. Citado na página 16.
- CCEE. Mecanismo de realocação de energia. In: \_\_\_\_\_. *Regras de Comercialização: Caderno Algébrico*. Rio de Janeiro-RJ, 2012. v. 1. Citado 3 vezes nas páginas 31, 34 e 36.
- CCEE. Planilha infomercado dados gerais 2014. Rio de Janeiro, RJ, 2014. Citado na página 15.

- CCEE. Planilha infomercado dados gerais 2017. Rio de Janeiro, RJ, 2017. Citado na página 16.
- CORREIA, T. d. B. Agenda regulatória para redução da judicialização no setor elétrico. Rio de Janeiro, RJ, 2018. Citado na página 15.
- DONÁRIO, A. A.; SANTOS, R. B. d. A incerteza e o risco. *Universidade Autónoma de Lisboa*, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 21, 22, 37 e 38.
- EPE. Plano decenal de expansão de energia 2019. *Relatório Final do PDE 2019*, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 43.
- GUIVANT, J. S. A trajetória das análises de risco: da periferia ao centro da teoria social. *Revista Brasileira de Informa.Áves Bibliogr.ficas - ANPOCS. Nº 46, 1998. Pp. 3-38*, 1998. Citado 4 vezes nas páginas 22, 23, 24 e 26.
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. Política tarifária e regulação por incentivos. In: \_\_\_\_\_. *Cadernos de Política Tarifária*. São Paulo-SP, 2007. v. 1. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- MAYO, R. Derivados de eletricidade & gerenciamento de risco. *Rio de Janeiro: Synergia*, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 38.
- MAYO, R. Mercados de eletricidade. *Rio de Janeiro: Synergia*, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 32.
- MEDEIROS, L. Previsão do preço *Spot* no mercado de energia elétrica. Rio de Janeiro, RJ, 2004. Citado na página 22.
- MÜLLER-MONTEIRO, E. Teoria de grupos de pressão e uso político do setor elétrico. *PIPGE, Universidade de São Paulo*, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27 e 28.
- NERY, E. et al. Mercados e regulação de energia elétrica. *Rio de Janeiro: Interciência*, 2012. Citado 6 vezes nas páginas 14, 23, 24, 29, 35 e 36.
- OLIVEIRA, A. d.; SALOMÃO, L. A. Setor elétrico brasileiro: Estado e mercado. *Rio de Janeiro: Synergia*, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 14, 29, 31 e 35.
- ONS. *Modelos Computacionais, Submódulo 18.2*. Rio de Janeiro-RJ, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 36.
- ONS. Demanda média. *Boletim da Operação ONS*, 2019. Citado na página 14.
- ONS. *Plano de Ampliação e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN*. Brasília-DF, 2019. Citado na página 35.
- PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. Rio de Janeiro, RJ, 1998. Citado na página 25.
- SOARES, C. N. S. Direito de energia & áreas afins. *Rio de Janeiro: Synergia*, 2016. Citado na página 39.
- TOLMASQUIM, M. T.; ROUSSEFF, D. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. [S.l.]: Rio de Janeiro : Synergia, 2011., 2011. ISBN 9788561325596. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 43.

# Apêndices

# APÊNDICE A – Planilha do MRE

Mês/Ano	Potência Fornecida [MW med]	Garantia Física [MW med]	Ajuste MRE	Saldo Energético (MWh)	PLD médio por submercado [R\$/MWh]	Custo financeiro [R\$]
jan/05	40.936,700	39.245,218	1,04	1.258.462,86	18,33	23.067.624,15
fev/05	42.172,613	40.061,954	1,05	1.418.363,22	18,49	26.225.535,88
mar/05	43.076,353	42.472,683	1,01	449.130,08	20,44	9.181.341,66
abr/05	41.547,527	42.853,373	0,97 -	940.209,30	36,51 -	34.329.392,07
mai/05	39.465,399	41.491,757	0,95 -	1.507.610,73	40,48 -	61.028.082,23
jun/05	39.842,715	42.204,694	0,94 -	1.700.624,65	23,57 -	40.079.471,37
jul/05	39.237,442	39.189,568	1,00	35.618,57	28,34	1.009.519,43
ago/05	40.569,501	44.000,182	0,92 -	2.552.427,06	30,51 -	77.874.549,69
set/05	40.538,644	44.646,851	0,91 -	2.957.909,30	25,42 -	75.190.054,48
out/05	40.841,453	44.740,923	0,91 -	2.901.205,55	30,98 -	89.879.347,94
nov/05	40.856,191	45.581,695	0,90 -	3.402.362,83	28,85 -	98.158.167,59
dez/05	41.825,001	45.743,514	0,91 -	2.915.373,70	18,99 -	55.362.946,53
jan/06	43.343,659	39.802,220	1,09	2.634.830,40	23,93	63.038.317,32
fev/06	43.210,405	40.404,077	1,07	1.885.852,40	47,12	88.856.650,46
mar/06	43.738,243	41.958,927	1,04	1.323.811,30	31,57	41.789.413,21
abr/06	41.755,034	41.416,157	1,01	243.991,30	18,94	4.621.805,20
mai/06	40.572,142	40.920,944	0,99 -	259.509,00	35,30 -	9.159.370,16
jun/06	40.802,758	41.244,352	0,99 -	317.947,90	51,55 -	16.388.624,51
jul/06	40.194,695	41.872,750	0,96 -	1.248.473,20	75,96 -	94.837.145,45
ago/06	41.628,612	42.164,793	0,99 -	398.918,50	91,77 -	36.609.748,04
set/06	40.141,539	42.201,451	0,95 -	1.483.136,30	110,05 -	163.219.149,82
out/06	41.408,145	41.483,820	1,00 -	56.302,60	80,88 -	4.553.613,53
nov/06	42.890,022	42.217,691	1,02	484.078,20	66,72	32.295.277,11
dez/06	42.763,260	41.752,475	1,02	752.023,60	45,19	33.980.186,37
jan/07	33.129,000	30.848,000	1,07	1.697.064,00	21,02	35.672.285,28
fev/07	30.801,000	29.054,000	1,06	1.173.984,00	17,59	20.650.378,56
mar/07	35.532,000	33.379,000	1,06	1.601.832,00	17,59	28.176.224,88
abr/07	33.192,000	31.272,000	1,06	1.382.400,00	37,68	52.092.288,00
mai/07	33.065,000	31.955,000	1,03	825.840,00	47,55	39.264.562,80
jun/07	31.619,000	30.900,000	1,02	517.680,00	87,78	45.440.656,20
jul/07	32.596,000	32.177,000	1,01	311.736,00	121,65	37.921.905,06
ago/07	32.998,000	33.259,000	0,99 -	194.184,00	41,39 -	8.037.761,22
set/07	31.356,000	31.225,000	1,00	94.320,00	149,49	14.100.132,60
out/07	33.351,000	32.047,000	1,04	970.176,00	197,96	192.056.040,96
nov/07	31.506,000	31.340,000	1,01	119.520,00	185,11	22.124.347,20
dez/07	32.385,000	32.029,000	1,01	264.864,00	204,93	54.278.579,52
jan/08	42.711,022	56.751,344	0,75 -	10.446.000,00	501,24 -	5.235.953.040,00
fev/08	42.899,425	57.557,471	0,75 -	10.202.000,00	203,97 -	2.080.876.435,00
mar/08	43.852,151	58.513,441	0,75 -	10.908.000,00	123,26 -	1.344.465.540,00
abr/08	44.436,111	57.775,000	0,77 -	9.604.000,00	65,95 -	633.407.810,00
mai/08	43.943,548	58.209,677	0,75 -	10.614.000,00	32,60 -	346.016.400,00
jun/08	44.620,833	58.586,111	0,76 -	10.055.000,00	75,77 -	761.867.350,00
jul/08	43.114,247	59.201,613	0,73 -	11.969.000,00	108,42 -	1.297.678.980,00
ago/08	44.168,011	60.319,892	0,73 -	12.017.000,00	102,40 -	1.230.480.715,00
set/08	44.273,611	61.541,667	0,72 -	12.433.000,00	109,79 -	1.365.050.152,50
out/08	45.426,075	61.341,398	0,74 -	11.841.000,00	92,37 -	1.093.693.965,00



nov/08	44.537,500	61.134,722	0,73 -	11.950.000,00	103,05 -	1.231.417.625,00
dez/08	41.135,753	60.825,269	0,68 -	14.649.000,00	96,96 -	1.420.367.040,00
jan/09	43.841,398	39.823,925	1,10	2.989.000,00	80,72	241.279.552,50
fev/09	46.897,321	41.391,369	1,13	3.700.000,00	43,26	160.071.250,00
mar/09	47.845,430	42.622,312	1,12	3.886.000,00	72,84	283.056.240,00
abr/09	45.500,000	43.170,833	1,05	1.677.000,00	34,82	58.397.332,50
mai/09	42.711,022	42.247,312	1,01	345.000,00	31,15	10.745.025,00
jun/09	42.566,667	42.075,000	1,01	354.000,00	33,71	11.931.570,00
jul/09	44.634,409	41.978,495	1,06	1.976.000,00	27,99	55.308.240,00
ago/09	46.529,570	43.951,613	1,06	1.918.000,00	16,31	31.282.580,00
set/09	46.981,944	43.747,222	1,07	2.329.000,00	16,31	37.985.990,00
out/09	47.206,989	44.221,774	1,07	2.221.000,00	16,31	36.224.510,00
nov/09	49.526,389	44.663,889	1,11	3.501.000,00	16,31	57.101.310,00
dez/09	48.221,774	43.896,505	1,10	3.218.000,00	16,31	52.485.580,00
jan/10	49.467,742	37.961,022	1,30	8.561.000,00	12,91	110.522.510,00
fev/10	51.508,929	41.488,095	1,24	6.734.000,00	14,40	96.986.435,00
mar/10	51.657,258	41.201,613	1,25	7.779.000,00	28,31	220.204.042,50
abr/10	49.087,500	42.668,056	1,15	4.622.000,00	22,43	103.671.460,00
mai/10	47.170,699	42.491,935	1,11	3.481.000,00	32,44	112.914.937,50
jun/10	44.931,944	43.091,667	1,04	1.325.000,00	68,85	91.219.625,00
jul/10	46.458,333	44.193,548	1,05	1.685.000,00	92,44	155.761.400,00
ago/10	44.482,527	45.880,376	0,97 -	1.040.000,00	121,11 -	125.957.000,00
set/10	43.972,222	44.675,000	0,98 -	506.000,00	161,03 -	81.479.915,00
out/10	44.654,570	45.651,882	0,98 -	742.000,00	183,66 -	136.275.720,00
nov/10	45.784,722	30.876,389	1,48	10.734.000,00	116,27	1.248.069.015,00
dez/10	48.188,172	45.704,301	1,05	1.848.000,00	70,89	131.000.100,00
jan/11	51.355,000	41.183,000	1,25	7.567.968,00	28,71	217.276.361,28
fev/11	53.801,000	43.250,000	1,24	7.090.272,00	48,04	340.616.666,88
mar/11	52.066,000	43.567,000	1,20	6.323.256,00	25,50	161.243.028,00
abr/11	51.704,000	43.330,000	1,19	6.029.280,00	12,20	73.557.216,00
mai/11	48.904,000	43.190,000	1,13	4.251.216,00	17,35	73.758.597,60
jun/11	47.638,000	44.035,000	1,08	2.594.160,00	31,80	82.494.288,00
jul/11	48.256,000	45.332,000	1,06	2.175.456,00	23,08	50.209.524,48
ago/11	50.341,000	46.256,000	1,09	3.039.240,00	19,61	59.599.496,40
set/11	50.167,000	46.883,000	1,07	2.364.480,00	21,18	50.079.686,40
out/11	49.461,000	47.309,000	1,05	1.601.088,00	37,14	59.464.408,32
nov/11	49.671,000	46.580,000	1,07	2.225.520,00	45,50	101.261.160,00
dez/11	50.593,000	45.613,000	1,11	3.705.120,00	47,12	174.600.074,88
jan/12	52.068,000	41.987,000	1,24	7.500.264,00	23,14	173.556.108,96
fev/12	54.931,000	43.410,000	1,27	8.018.616,00	50,67	406.303.272,72
mar/12	55.612,000	44.733,000	1,24	8.093.976,00	124,97	1.011.504.180,72
abr/12	49.808,000	44.165,000	1,13	4.062.960,00	192,70	782.932.392,00
mai/12	47.437,000	44.535,000	1,07	2.159.088,00	180,94	390.665.382,72
jun/12	47.911,000	45.235,000	1,06	1.926.720,00	118,49	228.297.052,80
jul/12	48.352,000	45.769,000	1,06	1.921.752,00	91,24	175.340.652,48
ago/12	48.968,000	46.626,000	1,05	1.742.448,00	119,08	207.490.707,84
set/12	47.260,000	47.452,000	1,00 -	138.240,00	182,94 -	25.289.625,60
out/12	47.892,000	48.095,000	1,00 -	151.032,00	280,39 -	42.347.862,48
nov/12	47.748,000	47.952,000	1,00 -	146.880,00	375,54 -	55.159.315,20
dez/12	47.252,000	47.455,000	1,00 -	151.032,00	247,29 -	37.348.703,28

jan/13	45.450,056	60.703,717	0,75 -	11.348.723,80	403,12 -	4.574.897.536,84
fev/13	48.038,361	47.968,549	1,00	46.913,36	231,43	10.857.158,99
mar/13	47.970,074	47.070,114	1,02	669.570,35	331,43	221.915.700,31
abr/13	47.029,258	46.266,613	1,02	549.104,50	209,83	115.218.597,02
mai/13	43.733,741	43.909,418	1,00 -	130.703,80	338,18 -	44.201.410,97
jun/13	42.999,410	43.998,579	0,98 -	719.401,19	190,63 -	137.139.449,17
jul/13	45.097,310	43.867,633	1,03	914.879,78	117,63	107.617.309,11
ago/13	45.728,240	44.627,580	1,02	818.891,40	173,21	141.840.179,04
set/13	46.326,685	45.837,854	1,01	351.958,62	262,42	92.360.981,48
out/13	47.381,020	45.862,885	1,03	1.129.492,29	253,62	286.461.834,24
nov/13	46.892,847	45.370,341	1,03	1.096.203,98	325,49	356.803.432,36
dez/13	48.236,159	44.676,474	1,08	2.648.405,47	288,22	763.323.425,56
jan/14	51.821,256	53.801,533	0,96 -	1.473.326,19	361,19 -	532.150.686,15
fev/14	50.726,927	51.607,036	0,98 -	591.433,15	726,51 -	429.682.099,42
mar/14	46.744,452	49.840,766	0,94 -	2.303.657,85	783,13 -	1.804.063.569,95
abr/14	45.182,469	45.758,201	0,99 -	414.526,75	763,21 -	316.370.957,80
mai/14	41.609,356	44.451,046	0,94 -	2.114.217,30	668,36 -	1.413.058.275,23
jun/14	40.316,942	45.371,291	0,89 -	3.639.131,33	363,31 -	1.322.132.804,13
jul/14	40.396,716	46.910,876	0,86 -	4.846.534,85	548,48 -	2.658.227.436,96
ago/14	39.240,792	47.889,089	0,82 -	6.434.332,88	694,82 -	4.470.703.168,72
set/14	41.860,213	48.423,803	0,86 -	4.725.785,02	725,13 -	3.426.808.495,03
out/14	42.313,333	48.263,805	0,88 -	4.427.150,78	756,78 -	3.350.379.170,33
nov/14	42.152,856	48.045,360	0,88 -	4.242.602,88	768,02 -	3.258.403.867,40
dez/14	41.718,409	47.487,672	0,88 -	4.292.331,76	586,21 -	2.516.207.798,69
jan/15	47.229,387	58.566,526	0,81 -	8.434.831,32	388,48 -	3.276.763.271,17
fev/15	45.841,537	58.348,409	0,79 -	8.404.617,57	388,48 -	3.265.025.833,98
mar/15	45.047,588	57.559,278	0,78 -	9.308.697,16	371,23 -	3.455.667.645,41
abr/15	42.245,154	51.197,818	0,83 -	6.445.918,12	324,37 -	2.090.862.459,35
mai/15	39.899,458	49.117,641	0,81 -	6.858.328,33	331,14 -	2.271.066.844,52
jun/15	37.713,818	47.526,285	0,79 -	7.064.976,36	374,54 -	2.646.116.246,67
jul/15	38.870,729	45.381,137	0,86 -	4.843.743,87	252,40 -	1.222.560.952,52
ago/15	38.766,807	45.693,398	0,85 -	5.153.383,63	160,26 -	825.881.261,15
set/15	40.452,809	46.534,719	0,87 -	4.378.975,43	230,74 -	1.010.404.790,77
out/15	42.703,658	46.358,440	0,92 -	2.719.157,93	217,62 -	591.743.149,28
nov/15	42.357,075	46.379,195	0,91 -	2.895.926,25	231,76 -	671.159.867,94
dez/15	43.068,924	45.894,589	0,94 -	2.102.295,04	177,64 -	373.451.690,69
jan/16	45.721,207	58.288,359	0,78 -	9.349.960,59	107,16 -	1.001.941.776,35
fev/16	50.245,964	55.397,663	0,91 -	3.585.582,57	65,85 -	236.110.612,15
mar/16	50.164,786	53.187,291	0,94 -	2.248.743,66	90,05 -	202.499.366,43
abr/16	47.980,150	51.299,990	0,94 -	2.390.284,80	101,52 -	242.661.712,90
mai/16	44.055,519	49.612,477	0,89 -	4.134.377,06	88,43 -	365.602.963,38
jun/16	42.703,899	50.028,023	0,85 -	5.273.369,62	87,21 -	459.890.564,20
jul/16	42.001,458	49.505,383	0,85 -	5.582.919,65	97,62 -	545.004.616,31
ago/16	41.710,297	49.959,815	0,83 -	6.137.641,08	118,93 -	729.949.653,48
set/16	40.854,345	51.003,107	0,80 -	7.307.109,08	147,50 -	1.077.798.588,73
out/16	41.328,133	50.305,281	0,82 -	6.678.998,27	204,45 -	1.365.521.197,13
nov/16	42.707,429	50.247,715	0,85 -	5.429.006,15	166,09 -	901.703.631,78
dez/16	47.220,420	49.246,438	0,96 -	1.507.357,15	127,38 -	192.007.154,15
jan/17	51.203,836	48.175,484	1,06	2.253.093,96	125,84	283.529.343,91
fev/17	53.973,201	46.297,334	1,17	5.158.182,40	127,02	655.192.328,81

mar/17	51.558,809	47.556,677	1,08	2.977.585,47	183,45	546.238.055,00
abr/17	44.212,647	46.685,603	0,95 -	1.780.528,72	296,32 -	527.606.270,53
mai/17	42.905,633	53.930,048	0,80 -	8.202.165,45	341,74 -	2.803.008.019,44
jun/17	42.654,269	54.599,212	0,78 -	8.600.358,88	120,51 -	1.036.429.248,74
jul/17	37.372,455	58.431,020	0,64 -	15.667.572,25	307,86 -	4.823.418.793,45
ago/17	36.202,399	60.047,009	0,60 -	17.740.389,29	505,36 -	8.965.283.130,81
set/17	37.066,258	60.537,918	0,61 -	16.899.595,34	513,37 -	8.675.745.261,16
out/17	37.838,481	60.837,411	0,62 -	17.111.203,51	533,82 -	9.134.302.657,39
nov/17	39.775,756	59.503,803	0,67 -	14.204.193,89	431,84 -	6.133.939.090,90
dez/17	44.510,545	56.109,547	0,79 -	8.629.657,89	225,21 -	1.943.485.252,63
<b>TOTAL</b>	<b>6.868.161,59</b>	<b>7.211.891,08</b>	<b>- -</b>	<b>253.839.364,55</b>	<b>20.433,42 -</b>	<b>110.155.210.539,77</b>

<b>TOTAL MRE</b>	<b>110.155.210.539,77</b>
<b>Valor CCEE</b>	<b>107.514.756.079,32</b>
<b>Erro</b>	<b>2,4559%</b>

Dados:

2005	Relatório de Informações ao Público Análise Anual (2005)
2006	Relatório de Informações ao Público Análise Anual (2006)
2007	Relatório de Informações ao Público Análise Anual (2007)
2008	Relatório de Informações ao Público Análise Anual (2008)
2009	Relatório de Informações ao Público Análise Anual (2009)
2010	Relatório de Informações ao Público Análise Anual (2010)
2011	Apresentação InfoPLD 2011
	Boletim InfoMercado Nº 54 - fevereiro/2012
	Boletim InfoPLD Nº 13 - 5ª semana de dezembro/2011
2012	Relatório CCEE de Informações ao Público Análise Anual 2012
	Apresentação InfoPLD 2012
	Boletim InfoMercado Nº 66 - fevereiro/2013
	Boletim InfoPLD Nº 62 - 1ª semana de dezembro/2012
	Boletim InfoPLD Nº 63 - 2ª semana de dezembro/2012
	Boletim InfoPLD Nº 64 - 3ª semana de dezembro/2012
Boletim InfoPLD Nº 65 - 4ª semana de dezembro/2012	
2013	Planilha InfoMercado Dados Gerais 2013
2014	Planilha InfoMercado Dados Gerais 2014
2015	Planilha InfoMercado Dados Gerais 2015
2016	Planilha InfoMercado Dados Gerais 2016
2017	Planilha InfoMercado Dados Gerais 2017

# Anexos

# ANEXO A – Fator $f$

Classe de Produto	Produto	Fator F	Preço Unitário R\$/MWh
P	P100	-	R\$ 16,98
P	P99	1	R\$ 15,68
P	P98	2	R\$ 14,42
P	P97	3	R\$ 13,20
P	P96	4	R\$ 12,08
P	P95	5	R\$ 10,99
P	P94	6	R\$ 9,94
P	P93	7	R\$ 8,99
P	P92	8	R\$ 8,10
P	P91	9	R\$ 7,27
P	P90	10	R\$ 6,47
P	P89	11	R\$ 5,70
SP	SP100	-	R\$ 13,18
SP	SP99	1	R\$ 11,90
SP	SP98	2	R\$ 10,69
SP	SP97	3	R\$ 9,53
SP	SP96	4	R\$ 8,44
SP	SP95	5	R\$ 7,38
SP	SP94	6	R\$ 6,37
SP	SP93	7	R\$ 5,43
SP	SP92	8	R\$ 4,54
SP	SP91	9	R\$ 3,71
SP	SP90	10	R\$ 2,91
SP	SP89	11	R\$ 2,14
SPR	SPR100	-	R\$ 0,10