



GT Modernização do Setor Elétrico  
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

**Aprimoramento do MRE**

Julho de 2019

**Grupo Temático:** Aprimoramento do MRE

**Instituição Coordenadora:** CCEE- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

**Coordenador:** Rui Guilherme Altieri Silva (CCEE)

**Suplente:** César Pereira (CCEE)

**Participantes:**

MME/SECEX	Agnes da Costa
MME/SECEX	Francisco Silva Jr
MME/ASSEC	Renata Rosada
MME/ASSEC	Frederico Teles
MME/SEE	Ricardo Cyrino
MME/SEE	Domingos Andreatta
MME/SEE	Rodrigo Fornari
MME/SEE	Bianca de Alencar Braga
MME/SPE	Helvio Guerra
MME/SPE	Tarita da Silva Costa
MME/SPE	Thiago Guilherme F. Prado
ANEEL/SRG	Christiano Vieria
ANEEL/SRM	Júlio Ferraz
ANEEL/ASD	Thiago Veloso
EPE	Andre Makishi
EPE	Diego de Almeida
EPE	Fernanda dos Santos
EPE	Gustavo Ponte
EPE	Luisa Alves
EPE	Pedro David
EPE	Thiago César

Julho de 2019



## Sumário

1. Introdução .....	4
2. Resumo Executivo .....	6
3. Análise .....	8
Contextualização.....	8
Linhas Gerais do MRE.....	8
Evolução do arcabouço regulatório do MRE.....	9
Riscos na comercialização da energia hidrelétrica .....	12
Análise da recente crise do MRE.....	21
GSF e Variáveis Hidrológicas .....	24
Avaliação do Cenário Hidrológico Recente .....	29
GSF e Preços no Mercado de Curto Prazo.....	32
Revisão da GF das Hidrelétricas.....	34
Simulação do comportamento do MRE.....	37
Judicialização do GSF.....	40
Repactuação do Risco Hidrológico.....	41
4. Saneamento do MRE .....	43
Impacto da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) – Deslocamento Hidráulico .....	43
Atrasos ou Restrições em Linhas de Transmissão .....	45
Motorização Estruturantes .....	47
Energia de Reserva .....	49
Revisão do Anexo I da REN 614/2014.....	49
5. Aprimoramentos do Mecanismo de Realocação de Energia .....	51
Sazonalização da Garantia Física do MRE.....	51
i. Processo de sazonalização flat. ....	55
ii. Processo único de sazonalização .....	56
iii. Inserção de Limites de Sazonalização. ....	57
Criação de mecanismos para incentivar a melhoria da performance do MRE .....	61
Criação de mecanismos de avaliação de performance de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente .....	62
Remuneração da Compensação do MRE.....	63
6. Proposta de mecanismo de hedge para proteção contra o risco hidrológico ....	65
7. Conclusão .....	67
8. Referências Bibliográficas.....	68

## 1. Introdução

Como é reconhecido globalmente, o novo cenário tecnológico e socioambiental tem provocado avanços nos atuais modelos de negócio e de mercado. Para acompanhar essa dinâmica, o Setor Elétrico Brasileiro está buscando promover mudanças em seu quadro regulatório, comercial e operacional para, entre outros objetivos, criar condições de maior sustentabilidade para a expansão do setor, a participação mais ativa de consumidores na gestão do consumo de energia, além de buscar maior eficiência na alocação de custos e riscos, valorizar a possibilidade de escolhas individuais e incentivar a participação dos investidores nesse contexto.

Nesse sentido, o Ministério de Minas e Energia (MME) promoveu a Consulta Pública nº 21, aberta em 5 de outubro de 2016, com vistas a obter da sociedade respostas sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, os benefícios e os riscos envolvidos no processo, e a Consulta Pública nº 33, aberta em 5 de julho de 2017, com a finalidade de aprimorar o modelo do setor elétrico.

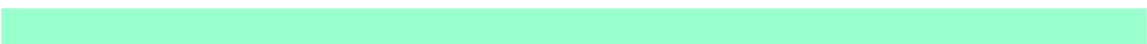
Em continuidade ao trabalho realizado até o momento e considerando as contribuições de diversos interlocutores – como consumidores, geradores, comercializadores, distribuidores, instituições e academia – o MME permanece dialogando com a sociedade.

Pautado fundamentalmente na governança e na previsibilidade jurídica e regulatória e na previsibilidade, o MME tem buscado soluções que permitam aprimorar os trabalhos anteriores e desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico, a qual está orientada pela diretriz básica do mínimo custo global, balizada na abertura do mercado, na sustentabilidade da expansão e na eficiência na alocação de custos e riscos.

Para isso, alinhado com os temas discutidos no âmbito das consultas públicas anteriores, foi instituído, por meio da Portaria MME nº 187/2019, um Grupo de Trabalho (GT Modernização), o qual deve tratar de forma integrada, inclusive, dos seguintes temas:

- I. Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico;
- II. Mecanismos de formação de preços;
- III. Racionalização de encargos e subsídios;
- IV. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE;
- V. Alocação de custos e riscos;
- VI. Inserção das novas tecnologias; e
- VII. Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

O GT, coordenado pelo MME, possui o prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da data de instituição do GT, para a conclusão dos trabalhos, com os seguintes marcos intermediários a serem observados em sequência:



- I. Diagnóstico geral e apresentação de propostas de aprimoramentos
- II. Proposição de diretrizes de políticas energéticas
- III. Priorização e estabelecimento de regras de transição
- IV. Apresentação de propostas de atos.

A primeira etapa (Diagnóstico geral e apresentação de propostas de aprimoramentos) teve um prazo intermediário de 110 dias, a partir da publicação da Portaria, em 5 de abril de 2019, e foi segmentada em três ondas, dividida em Grupos Temáticos, conforme Figura 1.



Figura 1- Ondas dos Grupos Temáticos do GT Modernização

Também participam dos grupos temáticos a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o objetivo de colaborar para a elaboração de diagnóstico e de pontos sensíveis a serem tratados.

Além disso, o GT Modernização contou com a participação de especialistas de outros órgãos e entidades, bem como representantes da sociedade civil e associações em reuniões específicas para tratar dos temas afetos à Modernização do Setor Elétrico.

## 2. Resumo Executivo

O presente relatório técnico tem por objetivo apresentar as análises e propostas desenvolvidas com base em discussões realizadas entre as instituições e agentes do setor elétrico brasileiro relativo ao aprimoramento do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Este relatório deverá compor o relatório final dos trabalhos desenvolvidos no âmbito do GT Modernização do SEB.

O documento tece considerações sobre o cenário atual do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, destacando sua evolução e o atual cenário marcado pelo processo de judicialização em virtude de fatores considerados exógenos ao risco hidrológico, mote que guiou sua implementação há mais de 20 anos.

Dentre as causas exploradas ao longo do trabalho, algumas demonstraram robustas evidências sobre seus efeitos nos resultados do MRE, ganhando especial destaque a condição hidrológica dos últimos 5 anos, ficando bem clara a ocorrência de uma hidrologia de baixa probabilidade, porém plenamente possível dentro do conjunto histórico disponível.

A hidrologia foi fator predominante para a crise atual, sendo que outras questões conjunturais poderiam ajudar a mitigar os riscos do mecanismo, porém não evitariam os prejuízos bilionários incorridos.

As análises demonstram que o MRE continua cumprindo o seu papel de mitigar os riscos individuais decorrentes dos regimes hidrológicos das diversas bacias e da otimização dos recursos realizada pelo operador do sistema. Entretanto, o MRE não tem capacidade de mitigar riscos sistêmicos, como secas prolongadas e/ou de caráter mais amplo ou redução do consumo.

Diante das análises realizadas, as propostas para encaminhamento das questões são baseadas em três pilares, os quais são compostos por ações que em sua maioria podem ser implementadas no curto e médio prazo e podem trazer aprimoramentos ao mecanismo e aos seus resultados para os geradores participantes.

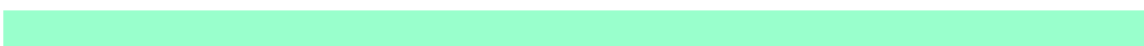
O primeiro pilar reúne ações que visam sanear o MRE, buscando identificar e afastar os fatores estanhos ao risco hidrológico:

- Impactos da geração fora da ordem de mérito (GFOM), garantido que seus efeitos não serão sentidos pelo mecanismo no futuro;
- Atrasos ou problemas nas linhas de transmissão;
- Diferenciação na metodologia de atribuição de garantia física ao longo da motorização das para usinas hidrelétricas de projetos estruturantes;
- Incorporação gradativa dos montantes contratados de energia de reserva ao lastro do sistema;
- Revisão do Anexo I da REN 614/2014, buscando equilíbrio entre indisponibilidade individual de usinas e o MRE como um todo;

O segundo pilar foca em ações voltadas ao aprimoramento do funcionamento do próprio mecanismo:

- Reavaliar o processo de sazonalização de garantia física do MRE e o tratamento da energia secundária;
- Criação de instrumento de incentivo ao aprimoramento da performance de usinas hidrelétricas;
- Reintrodução da avaliação da performance de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente;
- Avaliar a alteração do valor empregado no processo de remuneração das alocações do MRE.

Por fim, apresenta-se uma proposta de elaboração de mecanismo voluntário de hedge para as usinas do MRE a partir dos volumes liquidados pela energia de reserva no mercado de curto prazo.



### **3. Análise**

#### **Contextualização**

Nos últimos anos, muito se tem falado e escrito sobre a busca por uma “solução estrutural para o MRE”, como uma resposta ao “problema do GSF”.

A questão do MRE possui múltiplas dimensões, que têm sido exploradas por diversos especialistas, sob diferentes enfoques, nem sempre com o aprofundamento necessário para subsidiar a definição de uma agenda de reforma do MRE. A inserção de geração eólica e solar em larga escala, mudando a composição da matriz elétrica; a contratação de energia de reserva com custo variável nulo; as limitações para revisão das garantias físicas dos empreendimentos de geração; a redução da capacidade de armazenamento; as mudanças nas séries hidrológicas e nos usos consuntivos; a desatualização dos parâmetros utilizados no cálculo das garantias físicas; os modelos de planejamento da operação do sistema; o desincentivo à eficiência operacional; geração fora da ordem de mérito. Esses são alguns dos aspectos que se entrelaçam na discussão sobre o MRE e seu futuro.

Em uma dimensão mais ampla e estratégica, a discussão sobre o MRE envolve não apenas o instrumento em si, mas o papel das hidrelétricas no futuro do sistema elétrico brasileiro e a busca pelo uso mais eficiente desses ativos, que mesmo perdendo participação relativa na composição da matriz elétrica, ainda deve se manter acima de 50% da capacidade instalada total pelos próximos 10 anos.

Dessa forma, surge a questão da sustentabilidade do MRE frente às transformações da matriz elétrica brasileira. O presente relatório busca explorar o comportamento do MRE, analisando seus resultados e identificando seus motivadores, de forma a avaliar se o mecanismo tem capacidade de continuar cumprindo seus objetivos depois de 20 anos de sua criação.

#### **Linhas Gerais do MRE**

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um procedimento contábil para alocação da produção hidrelétrica entre as usinas participantes do mecanismo, reconhecendo o caráter cooperativo do despacho que otimiza o uso integrado dos recursos hidrelétricos.

O embrião de um mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico está no Decreto nº 73.102/1973, que regulamenta a Lei de Itaipu, mas o MRE foi somente instituído por meio da Lei nº 6.648/1988 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamentou o então Mercado Atacadista de Energia Elétrica, no âmbito do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Projeto RE-SEB. Nesse Decreto, a Sessão II foi dedicada ao MRE e definiu que desse mecanismo



participariam as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico entre elas.

Pretendia-se, com o MRE, promover maior atratividade e “financiabilidade” para empreendimentos hidrelétricos, ao tornar mais estáveis as receitas destinadas a remunerar os vultosos investimentos necessários. A lógica era aproveitar a “diversidade hidrológica” das várias bacias hidrográficas onde se encontravam os potenciais hidrelétricos que atendiam ao Sistema Interligado Nacional.

De forma simplória, o MRE promove um portfólio contábil da produção hidrelétrica aproveitando a diversidade de regimes hidrológicos das bacias hidrográficas brasileiras, sendo importante destacar que o MRE se presta, como está definido no próximo Decreto nº 2.655/1998, ao compartilhamento do risco hidrológico. Não se trata, portanto, de instrumento capaz de mitigar o risco sistêmico, tão somente reduzir a volatilidade a que se expõe um gerador hidrelétrico individualmente.

À época de sua instituição, a hidroeletricidade representava 95% da oferta interna de eletricidade no Brasil, frente aos atuais cerca de 65-70%<sup>1</sup>; sendo ainda que, neste período a demanda cresceu aproximadamente 74% e o nível máximo de armazenamento dos reservatórios em torno de 25%. O sistema, tal como hoje, era operado de forma centralizada, sendo a oferta hidrelétrica feita de forma implícita pelo modelo de despacho de forma a otimizar o uso do recurso hidrelétrico.

Este modelo calcula o valor da água, ou seja, o benefício marginal da disponibilidade hídrica (redução do custo futuro de operação em função de um incremento na disponibilidade de água). Nesse arranjo, portanto, o gerador não tem domínio sobre o valor da sua produção e o MRE permite alocar a produção hidrelétrica conjunta entre os respectivos agentes de geração. Este aspecto é especialmente importante no bojo de uma reforma que promovia a desverticalização de geração, transmissão e distribuição, com vários agentes compartilhando a mesma cascata.

## **Evolução do arcabouço regulatório do MRE**

O MRE foi instituído pelo Decreto nº 2655/1998 com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico, considerando as seguintes premissas: (i) participação de usinas despachadas centralizadamente, (ii) critério de centralização de despacho, pelo ONS, para usinas com potência a partir 50MW; (iii) abrange a parcela de cada empresa, na proporção da cota parte, da energia gerada por Itaipu destinada ao SIN; (iv) a redistribuição dos créditos e débitos de geração devem levar em conta as áreas de mercado; (v) Compensação de energia efetivamente gerada correspondente à energia assegurada de cada usina; (vi) garantia física (que veio a substituir a energia assegurada – Decreto 5.163/2004) calculada mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE; (vii) energia assegurada de cada usina corresponde à uma fração da energia assegurada do sistema; (viii) energia assegurada é o limite de contratação para os geradores hidrelétricos; (ix) revisão de

---

<sup>1</sup> Balanço Energético Nacional.

energia assegurada a cada 5 anos ou em caso de fato relevante; (x) a revisão não poderá ser superior a 5% do valor estabelecido na última revisão e no todo não superior a 10% do valor de base do contrato de concessão – durante a vigência; (xi) transferência de energia sujeita a encargo (TEO) destinado à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das UHEs e pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos; e (xii) as regras para alocação da energia efetivamente gerada, levarão em conta as perdas e devem se basear em um ou mais parâmetros: (i) energia assegurada, (ii) capacidade instalada, (iii) geração efetiva

A Resolução ANEEL nº 249/1998 definiu: (i) a participação das termelétricas consideradas na determinação dos montantes dos contratos iniciais durante fase de transição (1998-2005); (ii) consideração da energia assegurada das UTEs para determinação da alocação da energia produzida; e (iii) de 2002 a 2005, as UTEs participantes terão uma redução gradual de 25%

A Resolução ANEEL nº 271/1998 incluiu o requisito de cobertura de custos de combustíveis pela CCC para participação das UTEs;

O Decreto nº 3.653/2000 promoveu alterações no mecanismo, com os seguintes itens: (i) aumenta a abrangência do MRE para todas as usinas hidrelétricas; (ii) retira o critério de participação de usinas iguais ou superiores a 50MW; (iii) altera a alocação da energia de Itaipu à energia vinculada à potência contratada; (iv) retira a utilização do risco de déficit pré-estabelecido, no cálculo da energia assegurada.

A Resolução ANEEL nº 169, de 05 de maio de 2001, estabeleceu critérios para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O Decreto nº 4.550/2002 retirou regra para alocação da energia de Itaipu, enquanto o Decreto 5.287/2004 retirou a obtenção da energia assegurada através das regras e definiu que seguiria as mesmas regras e condições de cálculo e revisão das demais usinas.

A Resolução ANEEL nº 036, de 29 de janeiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para operacionalização do repasse pelas concessionárias de distribuição para as empresas que tiveram despesas na compra de energia livre decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE conforme o art. 2º da Lei 10.438 de 26.04.2002.

A Resolução ANEEL nº 396, de 06 de agosto de 2003, alterou o prazo de vigência estabelecido no parágrafo 2º do art. 4º da Resolução ANEEL 169 de 03.05.2001, que estabelece critérios para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

A Resolução Normativa ANEEL nº 069, de 17 de junho de 2004, estabeleceu os critérios da sistemática de devolução, à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

- CCC, de parcela de gastos com geração termelétrica, acima da energia assegurada total, das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

A Resolução Normativa ANEEL nº 266, de 22 de maio de 2007 estabeleceu critérios de participação no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE para empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente e procedimentos e critérios de apuração da indisponibilidade, para fins de aplicação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA.

A Resolução Normativa ANEEL nº 409, de 10 de agosto de 2009, estabeleceu critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 266, de 22 de maio de 2007.

A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, estabeleceu que para as usinas que tiveram sua concessão prorrogada (usinas de cotas de garantia física), os riscos hidrológicos, considerando o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, são assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

A Resolução Normativa ANEEL nº 584, de 29 de outubro de 2013, estabeleceu prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, bem como para sazonalização da energia vinculada referente à Usina Hidrelétrica – UHE Itaipu.

A Resolução Normativa ANEEL nº 614, de 03 de junho de 2014, consolidou as normas referentes à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

A Lei nº 13.203, de 09 de dezembro de 2015, dispôs a possibilidade de repactuação do risco hidrológico associado à geração de energia elétrica.

A Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, estabeleceu dois pontos importantes que impactavam as usinas participantes do MRE: i) a Aneel deveria estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de geração fora da ordem de mérito de custo e importação sem garantia física associada; ii) os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente podem ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

A Resolução Normativa ANEEL nº 764, de 18 de abril de 2017, estabeleceu o montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os

participantes do Mecanismo de Realocação de Energia do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física.

## **Riscos na comercialização da energia hidrelétrica**

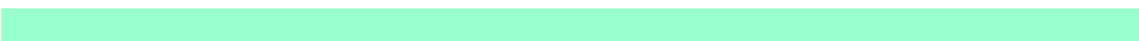
A produção de energia elétrica é influenciada por incertezas de diversas naturezas:

- Disponibilidade dos recursos energéticos, tanto renováveis (hidrologia, eólico, solar, biomassas), quanto não renováveis (gás, óleos, carvão, urânio);
- Custo dos recursos energéticos (gás, etc.);
- Disponibilidade de transmissão, gasodutos, e veículos de transporte;
- Disponibilidade dos equipamentos de geração.

A incerteza destes fatores, somada a da demanda, resulta também na incerteza do preço do mercado de curto prazo (PLD - Preço de Liquidação das Diferenças).

Embora todos os setores econômicos sofram com as incertezas sobre os fatores de produção e de consumo, no setor elétrico o risco decorrente deste conjunto de incertezas é acentuado em função das dificuldades em se utilizar tecnologias de estocagem de energia em prazos estendidos, o que implica em que a energia elétrica deve ser produzida na medida da demanda e com os recursos disponíveis a cada instante, e também pelo alto custo de déficit decorrente de ser um insumo essencial, de uso transversal em todas as atividades, e insubstituível na maioria delas.

Em relação a afluência hidrológica, esta é incerta pela própria natureza, como apresentado na Figura 2, na qual se mostra a da Energia Natural Afluente – ENA para o período de 1931 a 2016.



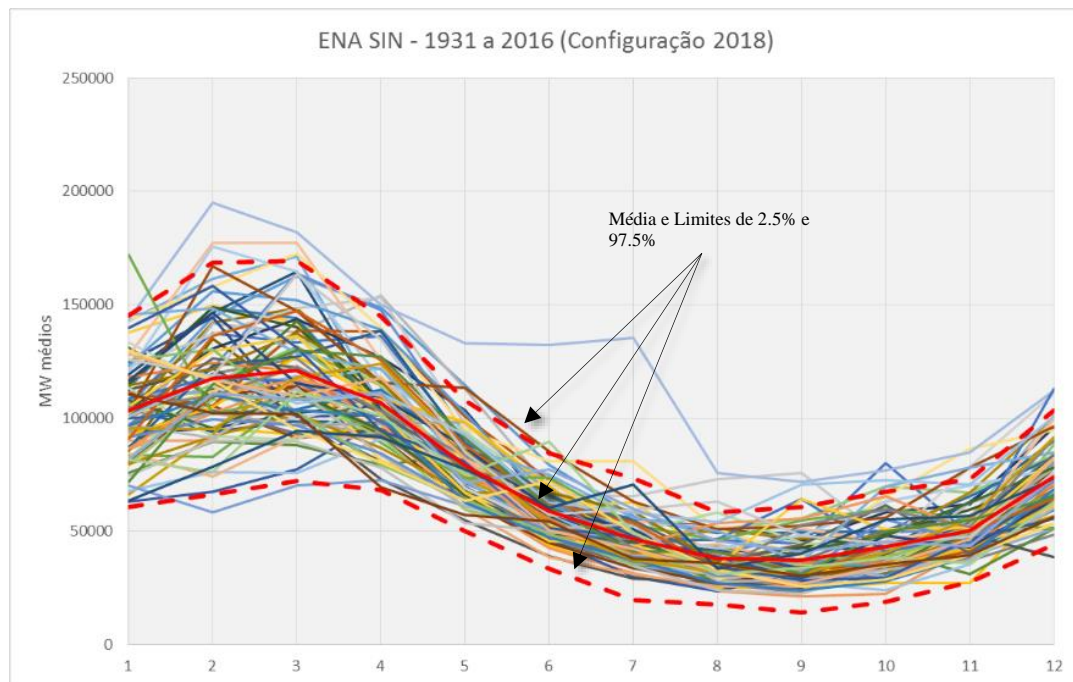


Figura 2- Variabilidade da ENA

Parte desta variabilidade apresentada na Figura 2 é amortecida pela regularização da afluência através do controle da defluência dos reservatórios de grande capacidade, que embora seja grande em termos absolutos (mais de 200 GW médios) é pequena se comparada com a produção hidrelétrica média (cerca de 50 GW médios) e com a variabilidade da afluência (desvio padrão de 16.000 MW médios para o SIN). Ademais, a capacidade de armazenamento está praticamente estagnada, uma vez que as regiões com potencial hidrelétrico remanescente dificultam a construção de reservatórios de acumulação, seja por razões topográficas (planícies) ou socioambientais.

O MRE mitiga significativamente o risco hidrológico individual ao ratear a produção conjunta das usinas, vez que combina os diferentes regimes hidrológicos, das diversas bacias, mostrados na Figura 3 e na Figura 4.

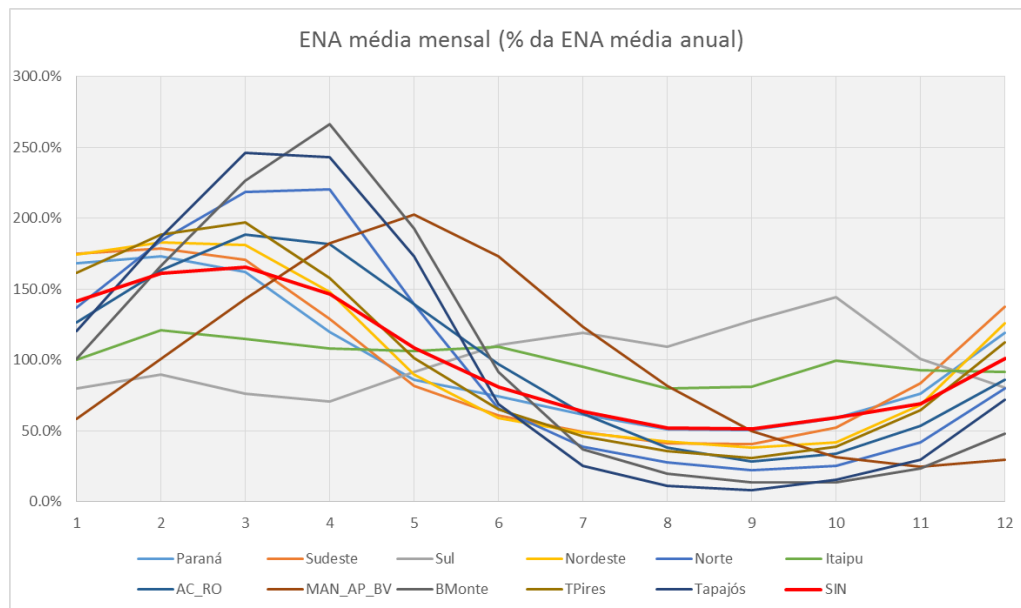


Figura 3- Diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas

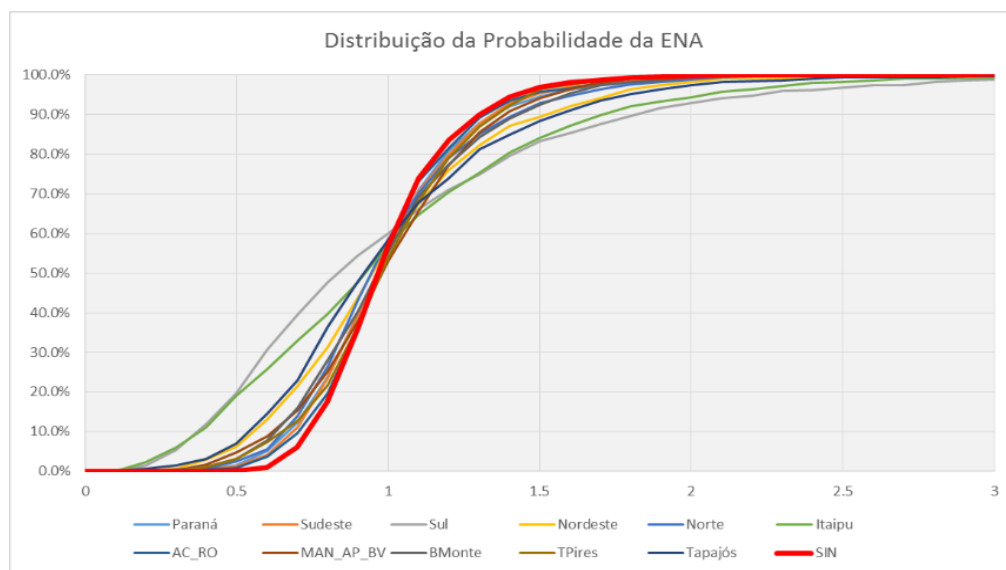


Figura 4- Distribuição de Probabilidade da ENA das Bacias Hidrográficas e do SIN

Contudo, o MRE não elimina o risco sistêmico, ou seja, de uma seca de caráter mais amplo e/ou prolongada como a que ocorreu no período crítico (1949 a 1956) e tem ocorrido nos últimos anos nas regiões Sudeste e, sobretudo, Nordeste, como mostrado na Figura 5.

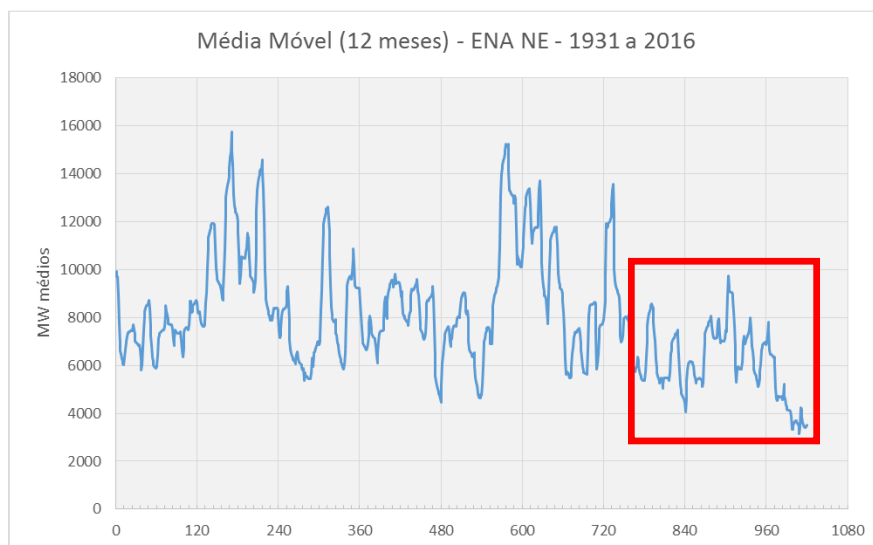


Figura 5- Média Móvel da ENA do Nordeste – Histórico 1931 a 2016 (em meses)

Em função da predominância da geração hidrelétrica no sistema brasileiro, o preço é fortemente dependente dela como uma função inversa, isto é, quanto maior a geração hidrelétrica menor o preço, como apresentado na Figura 6

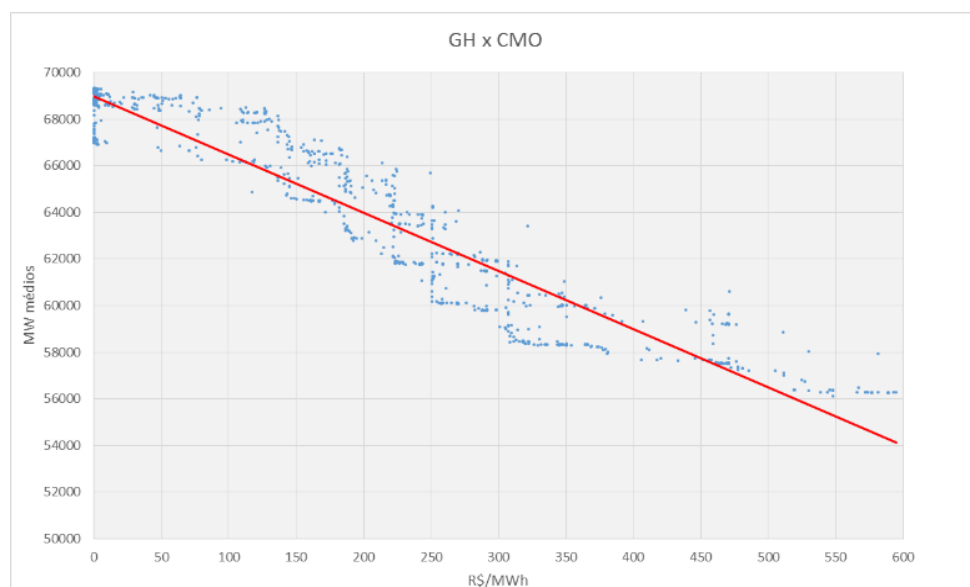


Figura 6- Relação entre Geração Hidro Total e CMO – PDE 2027 – 2023 a 2027

Esta relação inversa entre geração hidrelétrica e o preço da energia de curto prazo intensifica o risco financeiro da geração hidrelétrica no mercado brasileiro de curto prazo.

Além da questão hidrológica há outros riscos associados à produção hidrelétrica, por exemplo, riscos associados à política operativa para atendimento da demanda, que são influenciados por:

- Queda da demanda que implica em menor despacho;

- Concorrência com outras renováveis não estocáveis, tais como as eólicas e solares;
- Despacho termelétrico fora da ordem de mérito, ou seja, despacho de termelétricas com CVU maior do que o preço, seja, por razões elétricas ou energéticas, para aumentar a segurança futura do suprimento;
- Alocação de parte da geração hidrelétrica para controle de frequência e como reserva girante (CAG);
- Atrasos na expansão da transmissão.

Ao analisar os três primeiros fatores pode-se notar que, em todos eles, a opção do operador por reduzir a geração hidrelétrica é adotada por ser a forma mais eficaz de aumentar estrategicamente o estoque de energia do sistema, desconsiderando a decisão do modelo de despacho. No entanto, é importante caracterizar as decisões em duas naturezas distintas.

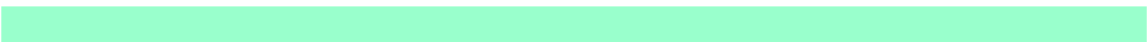
O primeiro tipo de decisão refere-se à redução de demanda e à concorrência com fontes não controláveis, que podem levar a uma redução do fator GSF, porém espera-se que esta decisão operativa acarrete em melhora nos resultados financeiros do MRE, pois uma redução de GSF em períodos de menores valores de PLD (excesso de oferta de energia, devido a intermitentes) tem como contrapartida esperada um possível aumento do GSF em períodos futuros de preços mais elevados (menor geração das intermitentes e, conseqüentemente, menor oferta de energia). Confirmando este raciocínio, observa-se que este tipo de decisão também é verificado nas simulações computacionais de otimização do despacho por ordem de mérito (NEWAVE e DECOMP).

O segundo tipo de decisão recai sobre o despacho fora da ordem de mérito que, por definição, contraria a decisão dos modelos computacionais. Esta decisão reduz o GSF em períodos em que os valores do PLD são elevados (nos quais se percebe a necessidade de aumento da segurança), para aumentar o fator em períodos futuros, com valores de PLD mais reduzidos (quando não é mais percebida a necessidade de aumento da segurança). Portanto, ao contrário do primeiro tipo, esta decisão acarreta em prejuízos aos participantes do MRE.

Desta forma, a partir do último argumento, a Resolução Normativa nº 764/2017, de acordo com a Lei 13.203/2015, regulamentou o encargo por deslocamento hidrelétrico devido a segurança energética e restrição elétrica.

Finalmente, como se pode observar, alguns destes fatores de risco adicionais de origem não hidrológica estão associados à operação do sistema, mas devem ser avaliados de forma bastante criteriosa.

Há fatores de risco que estão associados a própria estratégia comercial dos agentes com as regras de comercialização, como os riscos derivados dos processos de sazonalização da garantia física.





O MRE é aplicado em cada período de contabilização<sup>2</sup>, ou seja, para cada hora associada a um patamar de carga de cada semana, e utiliza a GF sazonalizada e modulada. A sazonalização da GF é realizada em função da estratégia comercial de cada agente, enquanto que a modulação é realizada pelas regras de comercialização e segue o perfil de geração das usinas do MRE. Dessa forma, a sazonalização da GF do MRE não necessariamente segue o perfil de geração do MRE. Isso é ilustrado na Figura 7, que mostra o processo de sazonalização de garantia física do conjunto das usinas do MRE para o período de 2014 a 2018 e na Figura 8, que apresenta a evolução da geração do MRE também para o período de 2014 a 2018.

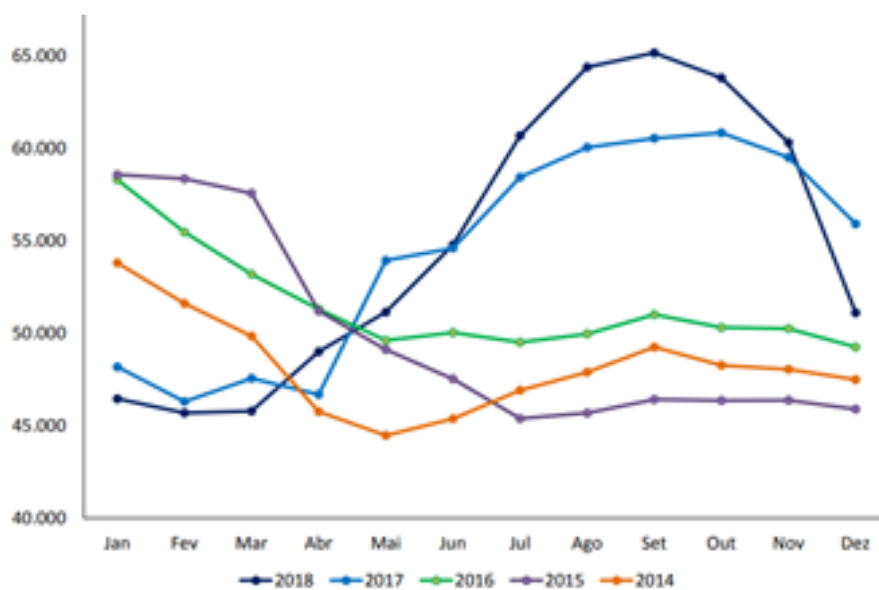


Figura 7- Sazonalização da GF do MRE

<sup>2</sup> Na data de edição desta NT a contabilização é feita por patamar de carga de cada semana. Futuramente, a contabilização será feita por hora.

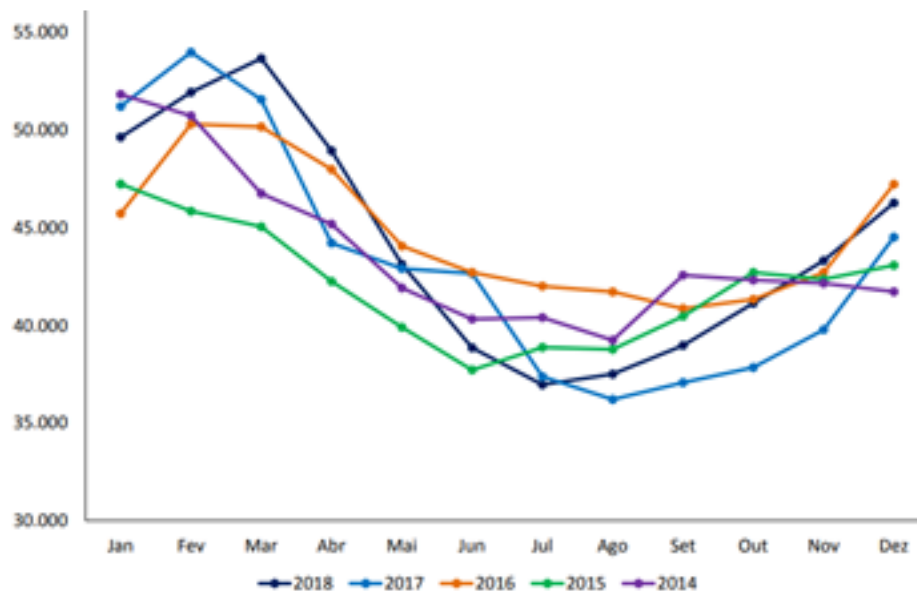


Figura 8- Produção das Usinas do MRE

O descolamento entre a sazonalidade da produção hidrelétrica e da GF faz com o GSF seja inflado no período úmido (muita geração e baixa GF sazonalizada) e reduzido no período seco (pouca geração e alta GF sazonalizada), provocando oscilações artificiais do GSF e elevando o risco das hidrelétricas. Esse descolamento entre a GF sazonalizada e a curva de produção hidrelétrica tende a se acentuar com a entrada das usinas na bacia amazônica, cuja sazonalidade da produção é mais acentuada do que nas usinas nas demais bacias.

Há riscos no MRE associados aos próprios participantes do mecanismo, como é o caso das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, que tiveram a possibilidade de participação no mecanismo estabelecida pelo Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000, que modificou a redação do art. 20 do Decreto nº 2.655, retirando a restrição de que só poderiam participar hidrelétricas despachadas centralizadamente.

As PCHs são usinas a fio d'água e não participam do despacho centralizado. A extensão do MRE às PCHs permite a elas mitigar o respectivo risco hidrológico e, portanto, melhorar sua competitividade.

Um aspecto controverso da participação das PCHs no MRE é a possibilidade de escolha que elas possuem para aderir ou não ao mecanismo. Isso permite a elas um comportamento estratégico que pode prejudicar os demais participantes que não tem esta faculdade.

Outro ponto de risco está associado à entrada de usinas de fontes renováveis e não controláveis. A geração hidrelétrica, apesar de ser a maior em participação no SIN, é a que fecha o balanço eletro-energético, sendo, portanto, marginal na operação. A geração hidrelétrica é precedida pelas fontes não controláveis e pelas térmicas com CVU menor do que o CMO. Por outro lado, para um dado nível de demanda, o aumento da capacidade não hidrelétrica reduz o custo futuro e, portanto, o valor da

água, permitindo que as hidrelétricas explorem mais o estoque de água nos reservatórios.

Dessa forma, o impacto das renováveis não controláveis na geração hidrelétrica dependerá do crescimento relativo da demanda em relação à oferta destas renováveis. A Figura 9 mostra a participação da geração hidro, cuja oferta teve um crescimento bastante reduzido no PDE 2027.

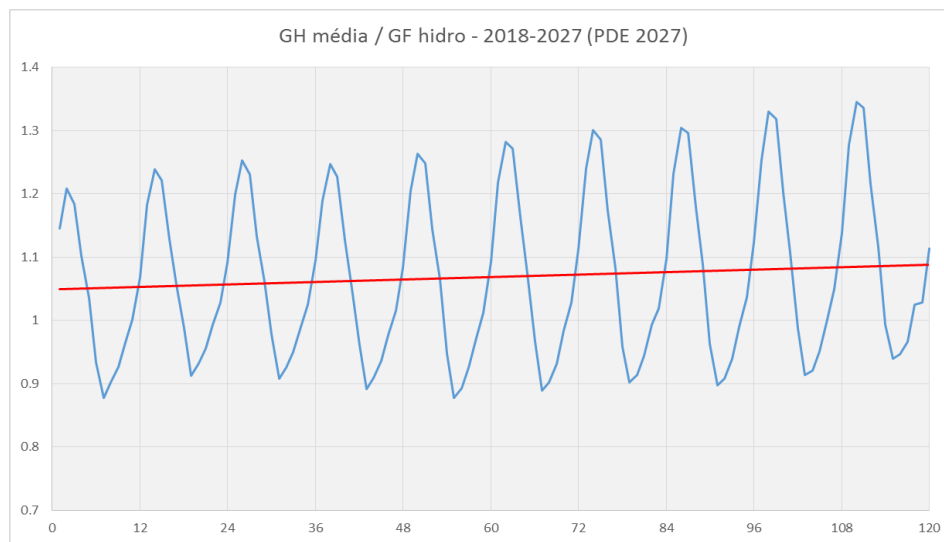


Figura 9- GH média / GF hidro – 2018 a 2027 (PDE 2027)

Finalizando a análise dos riscos associados à produção de energia por parte das hidrelétricas, é importante tecer considerações acerca do risco associado à oferta adicional de geração termelétrica para aumento da potência disponível, visto que uma das possíveis soluções para o elevar o montante de potência disponível é a adição de geração termelétrica, despachada por mérito ou não. A Figura 10 mostra que também neste caso, a adição de oferta térmica não reduz a geração hidrelétrica.

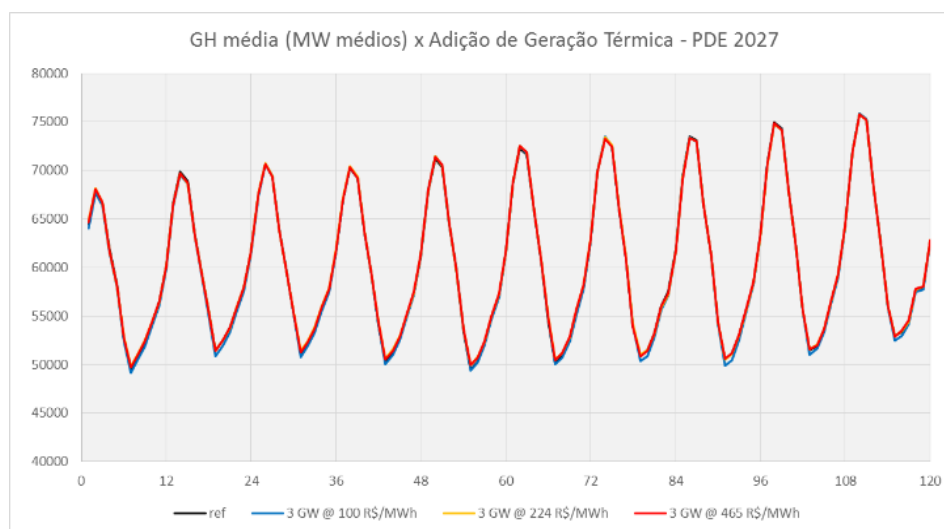


Figura 10- GH média x Adição de Geração Térmica (PDE 2027)

Contudo, tanto a expansão do sistema com renováveis como com térmicas de CVU baixo, reduzem o CMO, o que pode reduzir a renda (quando fator de ajuste superior a 1) do MRE no mercado de curto prazo, mas, por outro lado, reduz o risco na exposição ao PLD, como apresentado na Figura 11 e na Figura 12.

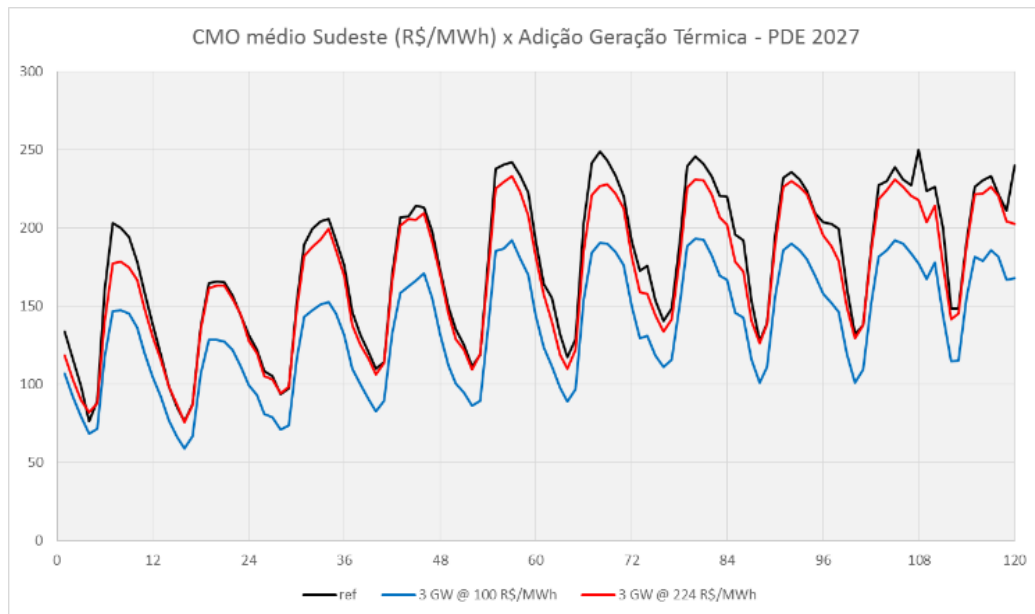


Figura 11- CMO médio (Sudeste) x Adição de Geração Térmica (PDE 2027)

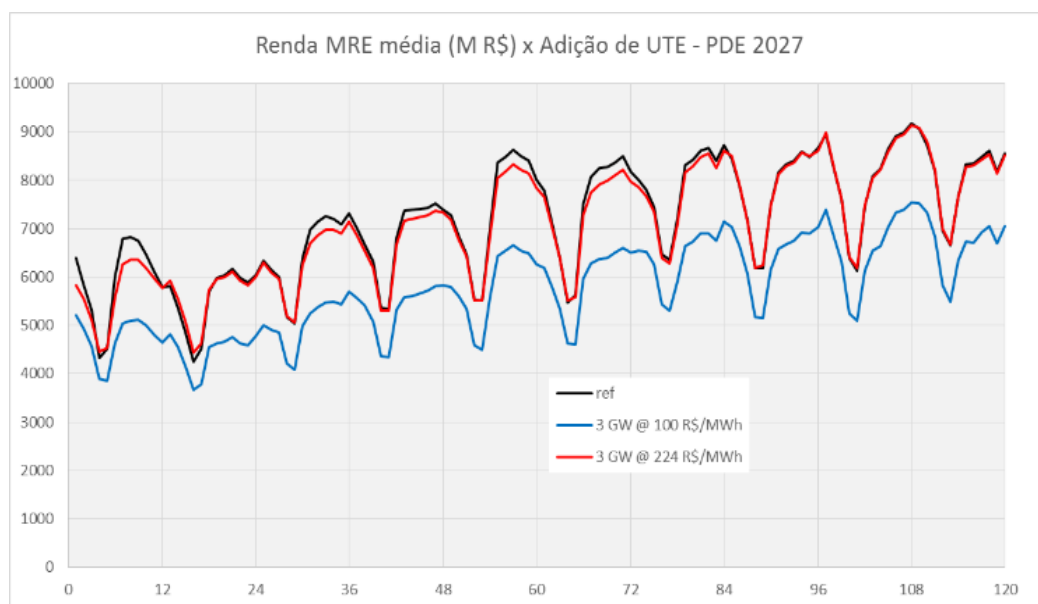


Figura 12- Renda média das Hidrelétricas no Mercado de Curto Prazo x Adição de Geração Térmica (PDE 2027)

A Figura 13 apresenta a curva de permanência da exposição do MRE ao PLD, comparando a situação após a adição de 12 GW (4 GW adicionados nos submercados Sudeste, Sul e Nordeste) de termelétricas com CVU de 100, 160, 224 e 465 R\$/MWh, comparado com o caso (referência) em que não há adição destas térmicas.

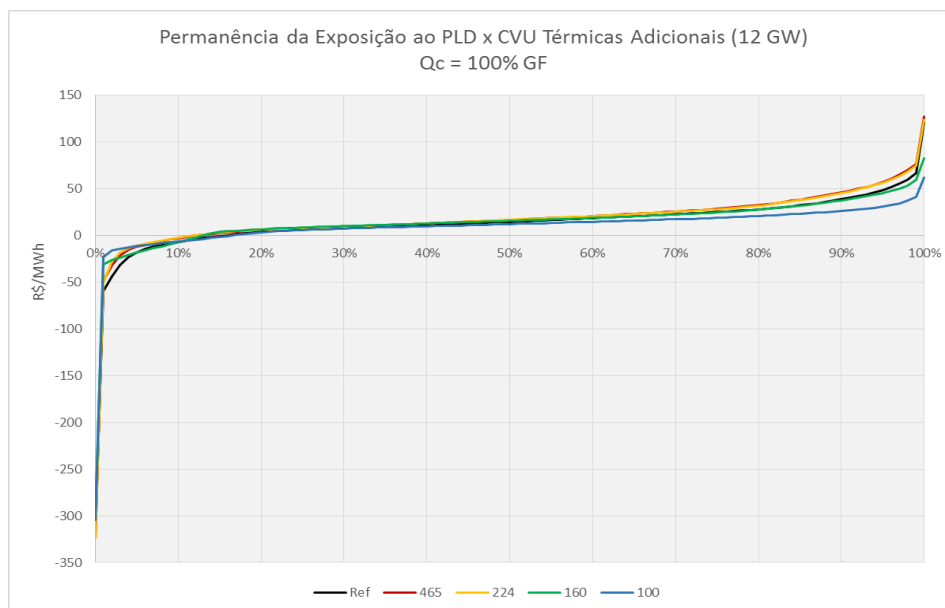


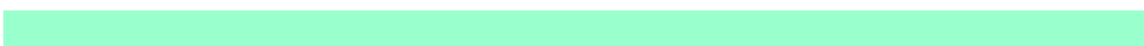
Figura 13- Exposição do MRE ao PLD x Adição de Geração Térmica (PDE 2027)

A exposição ao PLD foi calculada pela expressão abaixo, onde o produto “Qc.PLD” é a compra de energia para o atendimento ao contrato e o produto “EA.PLD” é o resultado da contabilização do MRE, já considerando o alívio à exposição à diferença de preços e os pagamentos internos no MRE. Para expressar o resultado em R\$/MWh, todos os termos foram divididos pela GF das hidrelétricas.

$$Expos = (Ea - Qc) * PLD = Ea * PLD - Qc * PLD$$

### Análise da recente crise do MRE

Os últimos anos foram os mais desafiadores para o MRE desde sua implantação em 2001, especialmente a partir do ano de 2014, período em que o GSF tem apresentado valores abaixo de 90%, o que tem exposto negativamente muitos agentes hidrelétricos a valores elevados de PLD. A Figura 14 exemplifica o problema apresentando dados da geração hidráulica, da garantia física sazonalizada e do PLD do Sudeste. Percebe-se na figura períodos em que a garantia física é muito superior ao da geração do MRE, originando exposições ao Mercado de Curto Prazo em momentos de PLD elevados.



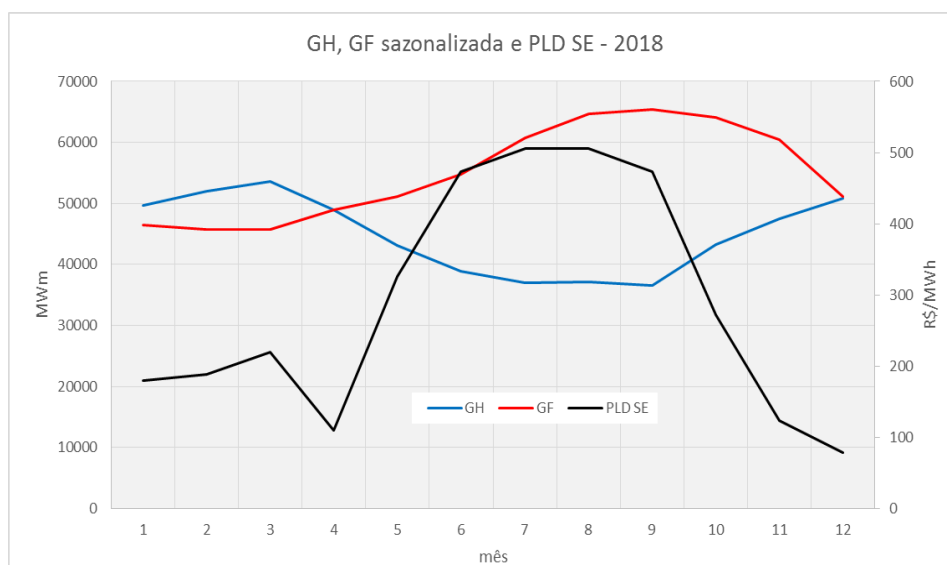


Figura 14- GH, GF sazonalizada e PLD SE – 2018

Nesta seção da NT são abordadas as seguintes questões:

- Mudança estrutural do padrão hidrológico das principais bacias do SIN;
- Sobre estimativa das garantias físicas publicadas;

O primeiro aspecto a ser explorado nesta seção é a dúvida sobre uma possível mudança no padrão de vazões das bacias do SIN, a partir de um conjunto de registros históricos desde o início do mecanismo (2001) até o último ano completo de análise (2018) e traçar correlações, testar hipóteses e, ao final, identificar relações de causa-efeito que ajudem a compreender o resultado do MRE frente a diversas condições.

A Tabela 1 apresenta cada variável com a respectiva fonte de informação e o tratamento aplicado:

Variável	Fonte e/ou Tratamento
Geração hidrelétrica verificada	AP 08/2019 ANEEL <sup>3</sup>
Garantias físicas históricas	AP 08/2019 ANEEL
“GSF” verificado (GSF)	Razão entre a geração verificada (mensal) e as garantias físicas históricas. Neste estudo não será considerado procedimento da sazonalização das garantias físicas para o MRE.
Energia Natural Afluente verificada	Montante de energia decorrente das vazões naturais afluentes às usinas hidrelétricas, obtidos nos Resultados da Operação – Histórico da Operação, disponibilizado pelo ONS <sup>4</sup> .

<sup>3</sup> A Audiência Pública (AP) 08/2019, promovida pela ANEEL tem como objetivo obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão das faixas de acionamento e dos adicionais das Bandeiras Tarifárias, a vigorar de maio de 2019 a abril de 2020. Dentre os dados disponibilizados na AP constam estimativas de GSF de 2001 a 2018.

<sup>4</sup> <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>

Energia Natural Afluente verificada, em percentual da MLT (ENA)	Razão entre a Energia Natural Afluente de um período e seu respectivo valor médio de longo termo (ENA-MLT).
Energia Natural Afluente reconstituída	Montante de energia calculado a partir de um histórico de vazões reconstituído <sup>5</sup> , de 1931 a 2018, calculada pelo modelo NEWAVE.
Energia Natural Afluente reconstituída em percentual da MLT (ENA re)	Razão entre a Energia Natural Afluente <u>reconstituída</u> de um período e seu respectivo valor médio de longo termo (ENA-MLT).
Energia Armazenada verificada (EARM)	Resultados da Operação – Histórico da Operação, disponibilizado pelo ONS
Diferença de armazenamento anual verificada (dEARM)	Diferença entre os valores de EARM 1º de janeiro até 31 de dezembro de um ano. Esta grandeza aqui será apresentada em razão a ENA-MLT total do ano.
PLD histórico	Preço de Liquidação de Diferenças disponibilizado pela CCEE <sup>6</sup>
PLD ajustado	Valor do PLD aplicado o índice de correção IGPD <sup>7</sup> até março de 2019, sendo aplicado os limites mínimos e máximos vigentes em 2019 <sup>8</sup> .

Tabela 1- Variáveis avaliadas

<sup>5</sup> Neste documento utilizou-se o histórico de vazões e a configuração de usinas hidrelétricas referentes ao Programa Mensal de Operação (PMO) de março de 2019. Os valores de ENA reconstituída apresentados não consideram as contribuições dos reservatórios equivalentes de Belo Monte, Teles Pires e parcela correspondente às usinas de Jirau e Santo Antônio do reservatório equivalente Madeira. A exclusão dessas contribuições foi feita para permitir uma comparação mais adequada com os valores verificados, que em sua grande parte não consideram ou quando consideraram (a partir de 2014) estas contribuições, isso foi feita de maneira bastante limitada.

<sup>6</sup> [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_csv?\\_afzLoop=337234184602971&\\_adf.ctrl-state=gthpgl9w0\\_59#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D337234184602971%26\\_adf.ctrl-state%3Dgthpgl9w0\\_63](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_csv?_afzLoop=337234184602971&_adf.ctrl-state=gthpgl9w0_59#!%40%40%3F_afzLoop%3D337234184602971%26_adf.ctrl-state%3Dgthpgl9w0_63)

<sup>7</sup> O IGPD foi adotado por ser o índice que atualiza o PLD máximo

<sup>8</sup> PLD máximo de 513,49 R\$/MWh e PLD mínimo de 42,35 R\$/MWh

## GSF e Variáveis Hidrológicas

A primeira correlação a ser avaliada na presente seção é entre o GSF e ENA (%MLT), ambos em termos das respectivas médias anuais, apresentados na Figura 15 e na Figura 16.

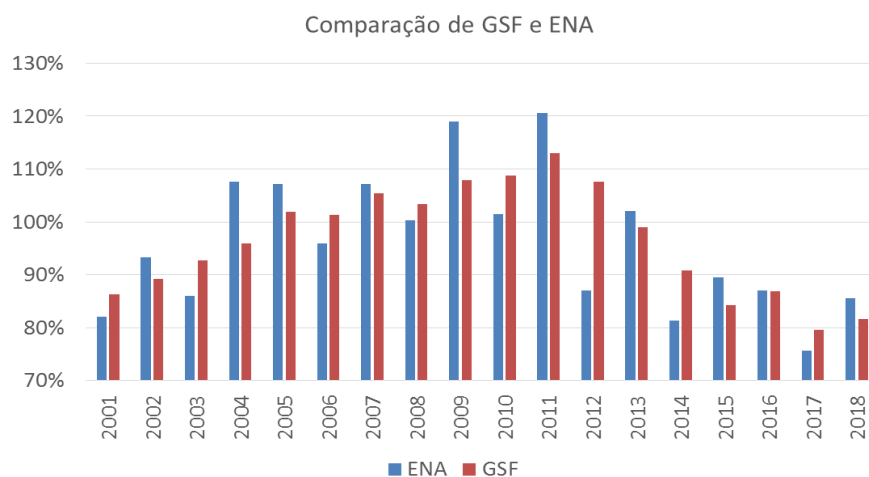


Figura 15- Comparação entre GSF e ENA entre 2001 e 2018

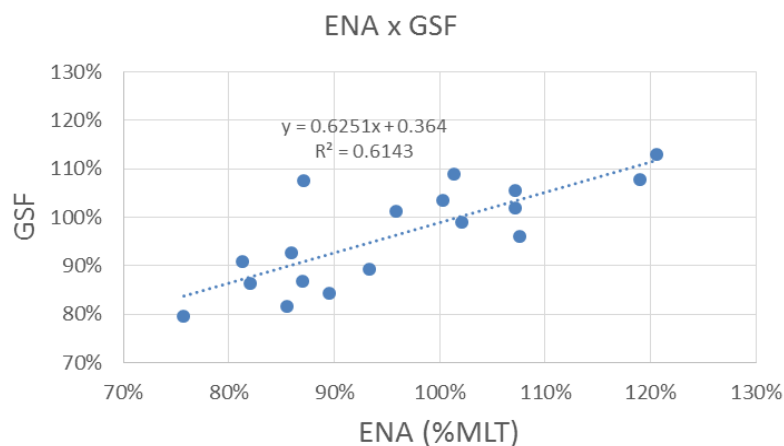


Figura 16- Correlação ENA versus GSF (valores entre 2001 e 2018)

As acima mostram que as variáveis analisadas (ENA e GSF) possuem uma correlação não desprezível, porém o coeficiente que mostra a qualidade do ajuste linear ( $R^2$ ) é relativamente baixo (0,6143)<sup>9</sup>, o que indica que outra componente possa estar agindo como compensação entre a geração hidrelétrica efetiva, representada indiretamente pelo GSF, e a ENA.

<sup>9</sup> O coeficiente  $R^2$  reflete um ajuste ideal quando seu valor é igual a 1 (um), portanto quanto mais próximo desse valor melhor será o ajuste.



Outro fator importante analisado é fato de que em alguns anos específicos há uma considerável diferença entre os valores das duas variáveis, como no ano de 2012 em que o GSF alcançou 108% e ENA foi de 87%.

Neste sentido, uma possível explicação para a baixa correlação entre ENA e GSF é a necessidade de considerar outra variável na análise: a variação do estoque de água nos reservatórios (dEARM) ao longo de cada ano. Portanto, de forma a encontrar uma melhor relação entre a hidrologia e o GSF considerou-se esta variação do estoque de água (dEARM) somada à ENA, conforme mostrado na Figura 17 e na Figura 18.

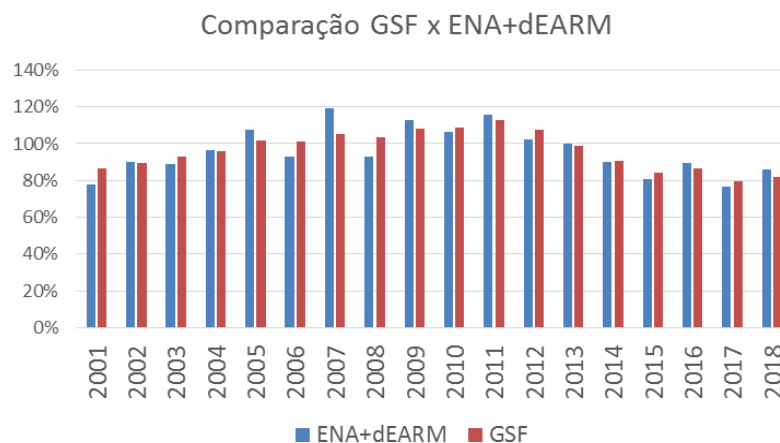


Figura 17- Comparação entre GSF e ENA + dEARM entre 2001 e 2018

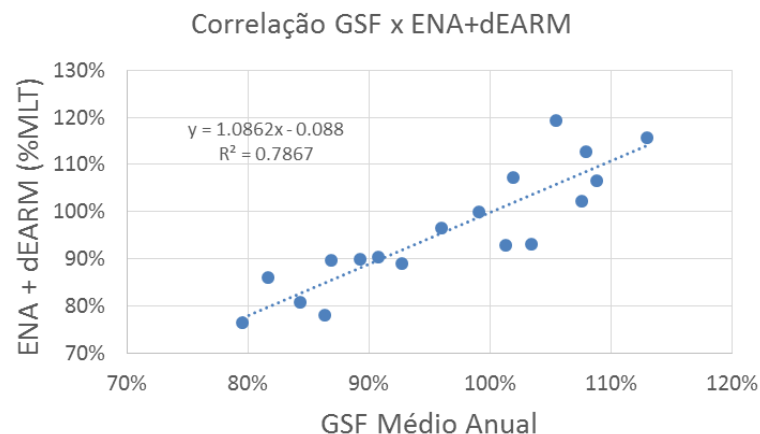


Figura 18- Correlação ENA + dEARM versus GSF (valores anuais entre 2001 e 2018)

Confirmando a hipótese levantada anteriormente, foi possível aumentar significativamente o coeficiente  $R^2$  do ajuste linear (para 0,7867), além de ter sido verificada uma atenuação das diferenças entre as duas variáveis.

As análises até então apresentadas são majoritariamente qualitativas, sendo interessante agregar uma avaliação quantitativa utilizando técnicas de regressão linear. Neste caso serão avaliadas duas regressões: i) simples, considerando apenas

a variável ENA; ii) múltipla, considerando as duas variáveis conjuntamente ENA e dEARM. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra as estatísticas de cada regressão.

Estatísticas	Regressões	
	ENA	ENA e dEARM
<b>R múltiplo</b>	0.78	0.89
<b>R-Quadrado</b>	0.61	0.79
<b>R-quadrado ajustado</b>	0.59	0.76
<b>Erro padrão</b>	0.07	0.05

Tabela 2- Estatísticas das regressões simples (ENA) e múltipla (ENA e dEARM)

A partir dos resultados da Tabela 2Tabela 1, observa-se que ao se utilizar a regressão múltipla houve melhora de todas as estatísticas de qualidade, ou seja, aumento dos coeficientes R e redução do erro padrão. Neste sentido também é interessante avaliar os estimadores, tanto para a ENA, dEARM e o termo independente, obtidos em cada regressão. Estes estimadores são detalhados na Tabela 3.

Variáveis	Termo Independente		ENA		dEARM
	ENA	ENA e dEARM	ENA	ENA e dEARM	ENA e dEARM
<b>Coefficiente</b>	0.36	0.26	0.63	0.74	0.64
<b>p-Valor</b>	0.79%	1.72%	0.012%	0.000%	0.29%
<b>Intervalo Conf. [95%]</b>	0.11 - 0.62	0.05 - 0.46	0.36 - 0.89	0.53 - 0.95	0.26 - 1.03

Tabela 3- Estimadores das regressões simples e múltipla

As estatísticas desses estimadores são mostrados na Figura 19 e na Figura 20.

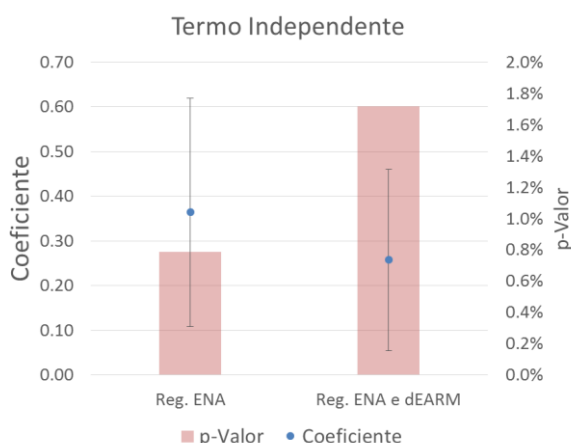


Figura 19- Termo Independente: Intervalo de Confiança e p-Valor

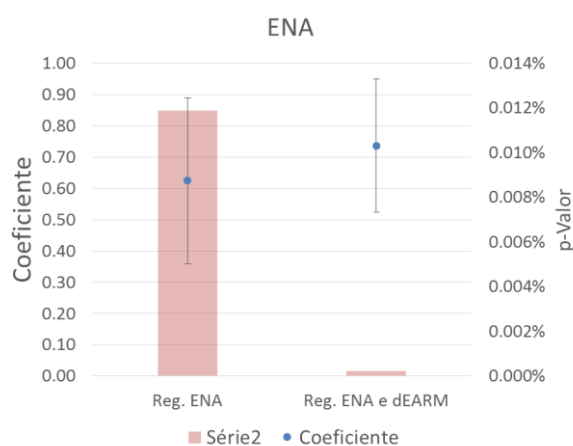


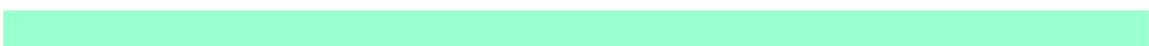
Figura 20- Intervalo de Confiança e p-Valor

A partir das informações apresentadas nas figuras acima, constata-se que ao se trocar a regressão simples (ENA) pela múltipla (ENA e dEARM) reduz-se a significância do termo independente, pois seu coeficiente e intervalo de confiança são menores e o p-Valor aumenta, o que significa maior probabilidade deste termo não ser significativo.

Por outro lado, ao se adotar uma regressão múltipla, para a variável ENA, observa-se: i) aumento do coeficiente; ii) redução do intervalo de confiança; iii) redução acentuada do p-Valor. Estes três fatos evidenciam a significância da ENA para explicar a variável de interesse, no caso o GSF.

Em síntese, a partir dos resultados quantitativos apresentados, conclui-se que ao se incorporar a variável dEARM na regressão linear reforça-se ainda mais a importância das variáveis hidrológicas na compreensão do GSF, tornando a correspondência entre essas variáveis mais direta, ou seja, coeficientes mais próximos da unidade (valor unitário) e termo independente menos significativo (coeficiente é reduzido e o p-Valor é elevado).

Outra avaliação interessante é observar as mesmas três variáveis de forma acumulada ao longo dos anos, mostrada na Figura 21.



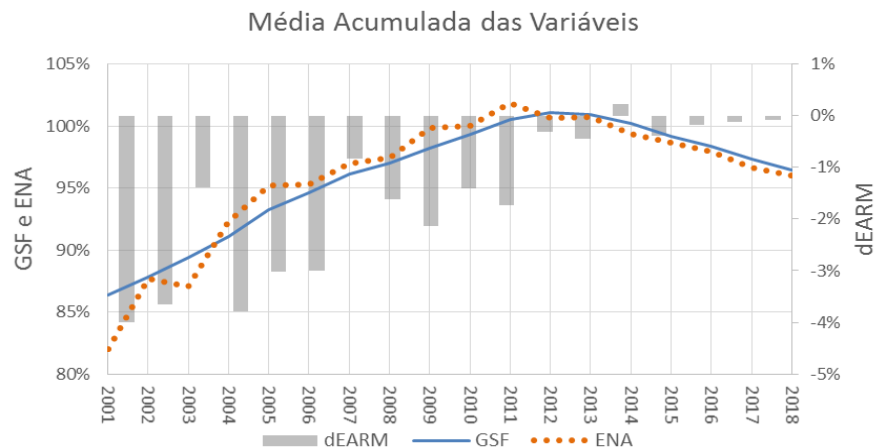


Figura 21- Evolução Acumulada da Média das Variáveis GSF, ENA e dEARM

Ao se analisar a evolução da média acumulada das três variáveis é possível verificar que:

- A variação do armazenamento (dEARM) converge para o valor nulo, o que se justifica pelo fato que esta variável representa o quanto se transfere de energia de um ano para o outro, não correspondendo a nenhuma fonte ou consumo energético;
- GSF e a ENA convergem para o mesmo valor, o que permite concluir que o fator GSF é representativo da energia afluenta média para prazos suficientemente longos.

Diante dessas conclusões é possível afirmar que os valores do fator GSF são decorrentes primariamente das condições hidrológicas enfrentadas pelo SIN.

Ainda para reforçar as hipóteses ora avaliadas, bem como estimar os efeitos de uma ocorrência hidrológica não tão adversa quanto aquela ocorrida nos últimos 5 anos, é necessário avaliar a curva de permanência das ENA anuais, ilustrada na Figura 22.

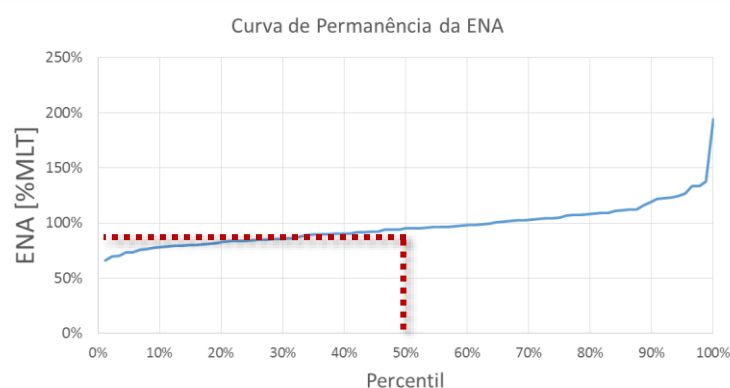


Figura 22- Curva de permanência dos valores de ENA anual em percentual da média de longo termo.

A curva apresentada na Figura 22 mostra que a mediana (percentil de 50%) corresponde a um valor de ENA de 95% do valor médio de longo termo (MLT). Este valor será adotado para reconstruir estimativas de GSF sob a hipótese de uma hidrologia não-adversa nos últimos 5 anos no SIN.

De forma a obter uma visão geral do efeito desta hidrologia hipotética no mecanismo de realocação de energia, foram elaboradas três possíveis estimativas para o GSF hipotético:

- GSF<sup>1</sup> correspondente a aplicação da equação de regressão linear múltipla para representar o GSF a partir da ENA e dEARM:  
 $GSF^1 = 0,2573 + 0,7368 \text{ ENA} + 0,6428 \text{ dEARM}$ ;
- GSF<sup>2</sup> valor do GSF real adicionado pela diferença entre a ENA mediana (95%) e a ENA real, multiplicados pelo coeficiente da regressão múltipla:  
 $GSF^2 = GSF + 0,7368 (95\% - \text{ENA})$ ;
- GSF<sup>3</sup> utiliza a mesma relação do GSF<sup>2</sup>, porém considerando uma correspondência exata entre GSF e ENA (coeficiente unitário):  
 $GSF^3 = GSF + 1 (95\% - \text{ENA})$ .

As comparações dessas três estimativas com o GSF real são ilustradas na Figura 23.

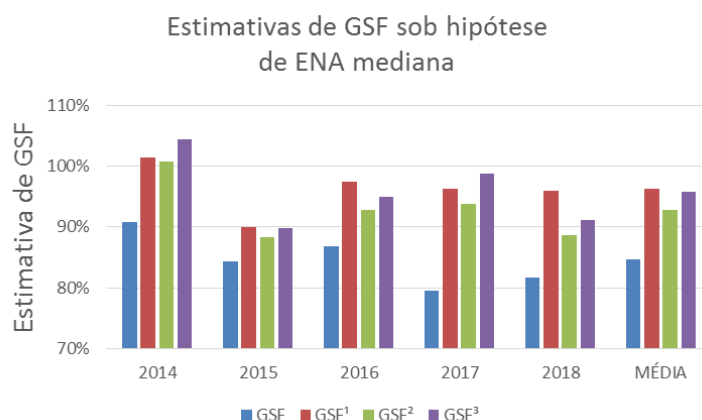


Figura 23- Estimativas de GSF sob hipótese de ENA mediana

Ao avaliar essas comparações, verifica-se que, de fato, caso houvesse uma afluência mais próxima da mediana da distribuição de probabilidade, os prejuízos no MRE seriam significativamente reduzidos, devido a maiores valores de GSF, embora ainda inferiores a 100%, porém alcançando valores da ordem de 95%, exceto em 2015 quando ficariam em torno de 90%.

## Avaliação do Cenário Hidrológico Recente

Constatada a relação entre o GSF e as variáveis hidrológicas e dada a atual crise, decorrente dos sucessivos anos nos quais esse fator apresentou baixos valores, avaliou-se o cenário hidrológico recente em relação a todo histórico de vazões, sob períodos de 5 e 18 anos, escolhidos para representar o histórico mais recente de crise e todo o histórico de GSF, respectivamente.

Destaca-se que foram realizadas análises considerando a energia natural afluyente reconstituída, considerando as premissas descritas anteriormente, sendo, portanto, interessante observar a representatividade deste histórico reconstituído ante a ENA verificada nos mesmos períodos e apresentados na Tabela 4.

	<b>GSF</b>	<b>ENA Verificada (ENA)</b>	<b>ENA Histórica Reconstituído (ENAre)</b>
<b>2001 a 2018</b>	96%	96%	94%
<b>2014 a 2018</b>	85%	84%	84%

Tabela 4- Comparação de valores médios nos selecionados entre GSF, ENA e ENAre

Conforme observa-se a partir dos dados da Tabela 4, as três variáveis comparadas apresentam valores bem próximos nos períodos de tempo avaliados, o que permite realizar análises detalhadas sob a variável ENAre (disponível de 1931 a 2018) e estender suas conclusões para estudar a natureza da variável GSF (que está disponível apenas de 2001 a 2018).

Desta forma, são apresentados nos gráficos da Figura 24 e da Figura 25, que ilustram os valores médios da ENA reconstituída em intervalos de 18 e 5 anos desde o ano de 1931.

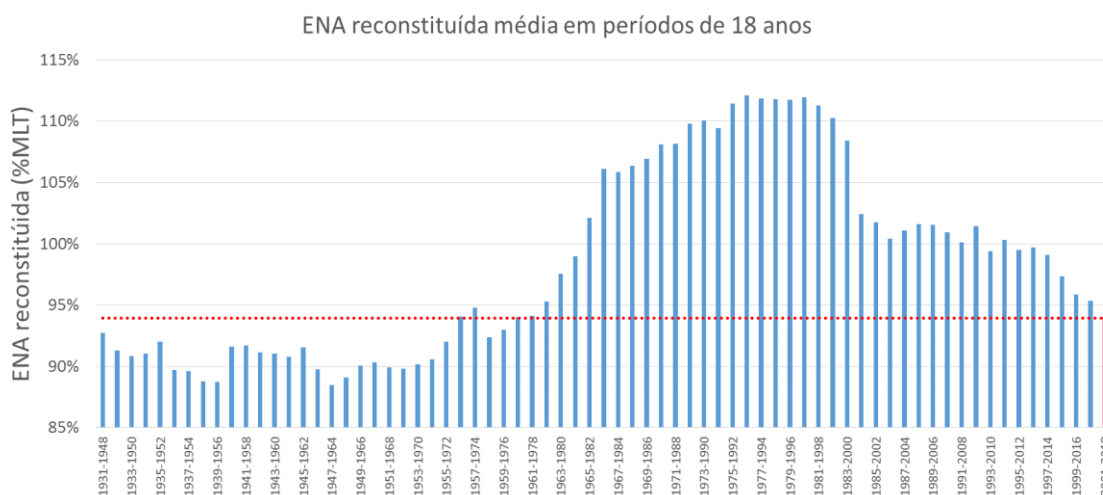


Figura 24- ENA reconstituída média em períodos de 18 anos desde 1931

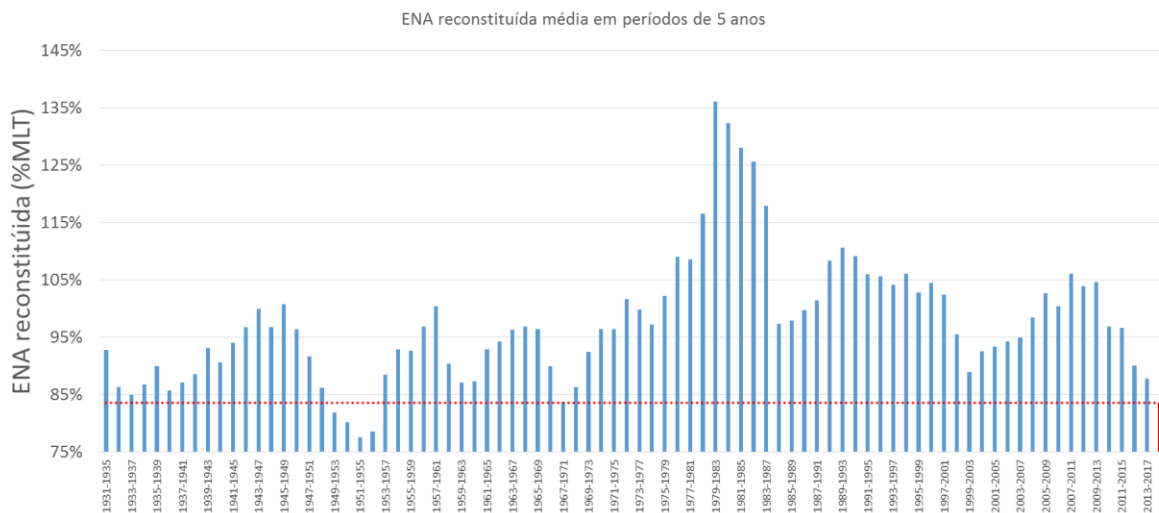


Figura 25- ENA reconstituída média em períodos de 5 anos desde 1931

A Figura 24 mostra que os últimos 18 anos do histórico apresentaram valor médio superior a todos os valores dos períodos de mesmo tamanho com início anterior ao ano de 1956. Adicionalmente destaca-se que o período mais recente foi igual ou superior a 29 períodos de mesma duração, de todos os 70 períodos de mesma duração. Portanto, pode-se concluir que a energia afluyente verificada se situa em faixa de valores de probabilidade bastante significativa frente os registros históricos, em percentil superior a 40%.

No mesmo sentido, porém em intensidade mais reduzida, avalia-se a energia afluyente nos últimos 5 anos, apresentada na Figura 25, em relação a períodos de igual duração no histórico, na qual identifica-se outras cinco ocorrências em que a energia afluyente é igual ou inferior aos valores mais recentes. Estes eventos foram observados no final da década de 1940 e início da década de 1950 (4 vezes) e uma vez no final da década de 1960. O percentil associado ao valor observado nos últimos 5 anos é de cerca de 7%.

Neste ponto é importante destacar que em toda a primeira metade da década de 1950 ocorreram recorrentes períodos de racionamento de energia elétrica, nos principais centros de carga (Rio de Janeiro e São Paulo), o que caracteriza a real criticidade desses anos de afluências inferiores ao que foi registrado nos últimos 5 anos. Este fato reforça a gravidade da atual crise hídrica, e por consequência, auxilia a compreender a atual situação desafiadora que vive o MRE. Diante das análises apresentadas é possível concluir que:

- As afluências, e consequentemente o GSF, ocorridas nos últimos 18 anos apresentaram valores médios de probabilidade associada de 40%, o que permite afastar estatisticamente a hipótese de uma mudança estrutural no padrão de afluências no SIN nas últimas décadas, pois a redução verificada não extrapola a variabilidade de longo prazo natural da fonte hidrelétrica;
- Apesar da maior intensidade da redução nos últimos 5 anos, também é possível afastar a hipótese de mudança estrutural, pois estima-se uma probabilidade de 7%

para esta ocorrência, o que caracteriza esta ocorrência como apenas um evento de baixa probabilidade.

## GSF e Preços no Mercado de Curto Prazo

Após identificar uma forte correlação do GSF com a hidrologia e afastar a hipótese de uma mudança estrutural no padrão de vazões, verificando que os eventos recentes são plausíveis dentro da variabilidade natural da hidrologia, avaliamos outras variáveis de importante efeito financeiro sobre o GSF.

A correlação entre o GSF e os preços da energia no mercado de curto prazo é apresentada nas figuras seguintes, que mostram uma baixa correlação entre as duas variáveis, sendo o coeficiente  $R^2$  referente ao ajuste linear bastante reduzido (0,249 na análise anual e 0,244 na análise mensal), o que ocorre pelo fato de que há anos de valores de GSF muito próximos e valores PLD bastante distintos, como os anos de 2016 (GSF=87% e PLD=106,31 R\$/MWh), 2014 (GSF=91% e PLD=511,37 R\$/MWh) e 2001 (GSF=86% e PLD=488,26R\$/MWh).

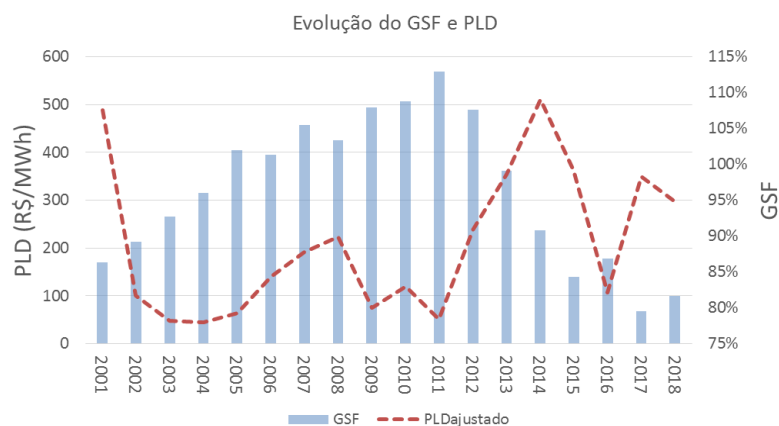


Figura 26- Evolução do GSF e PLD anuais de 2001 a 2018

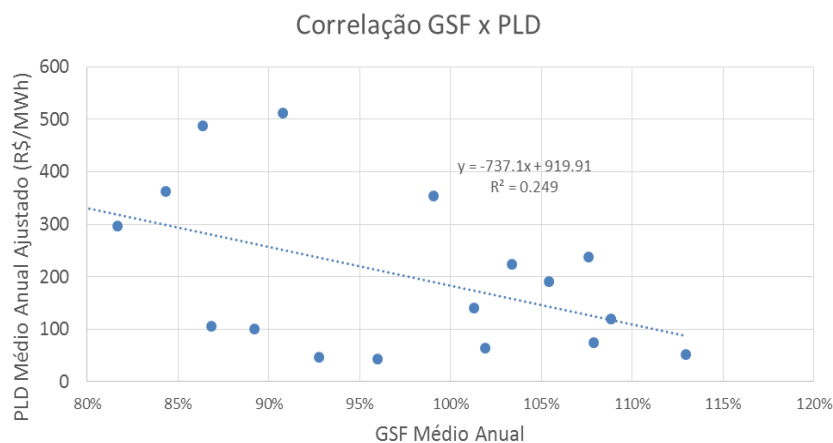


Figura 27- Correlação histórica entre GSF e PLD anuais



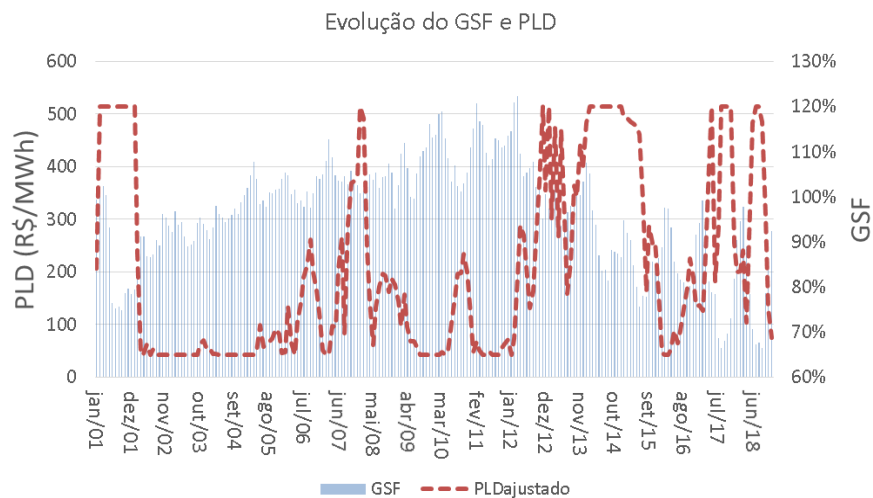


Figura 28- Evolução do GSF e PLD mensais de 2001 a 2018

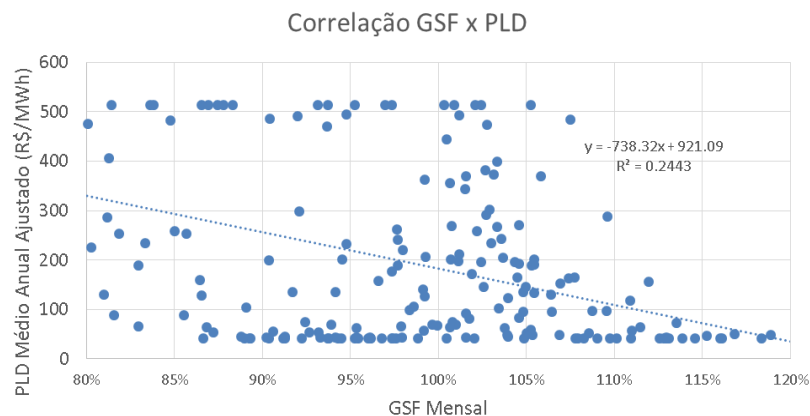


Figura 29- Evolução do GSF e PLD mensais de 2001 a 2018

Portanto, há evidência de que o PLD é influenciado por outras variáveis além da energia afluenta, embora não sendo possível descartar que variáveis hidrológicas tenham certa influência, mas insuficientes para explicar os resultados de preços de energia. Assim, é possível elencar outras variáveis que possam influenciar o PLD, como o balanço entre oferta (englobando todas as fontes) e a demanda de energia futura<sup>10</sup>.

Destaca-se também que, apesar de se ter identificado qualitativamente alguma correlação negativa entre as variáveis dentro de um mesmo ano (devido a sazonalidade), é possível constatar que as diferenças entre os anos são ainda mais relevantes (devido às condições críticas do sistema em anos de baixa hidrologia).

Por outro lado, existe um fato que merece bastante destaque nesta correlação entre GSF e PLD anual apresentado na Figura 26: o aumento da frequência de valores

<sup>10</sup> Neste ponto é importante mencionar, que dentre os anos destacados anteriormente, o ano de 2016 teve um GSF bastante reduzido e uma frustração de demanda de energia bastante significativa, fatores que somados levaram a um PLD mais baixo (106,31 R\$/MWh).

elevados de PLD em cenários de GSF mais reduzido, podendo-se mencionar a inexistência de valores de PLD acima de 300 R\$/MWh nos anos em que o GSF é superior a 100%.

Neste contexto, de maior frequência de baixos valores de PLD, é importante avaliar os resultados financeiros da liquidação no curto prazo do resultado do MRE ao longo do tempo, ilustrados de forma estimativa<sup>11</sup> na Figura 30.

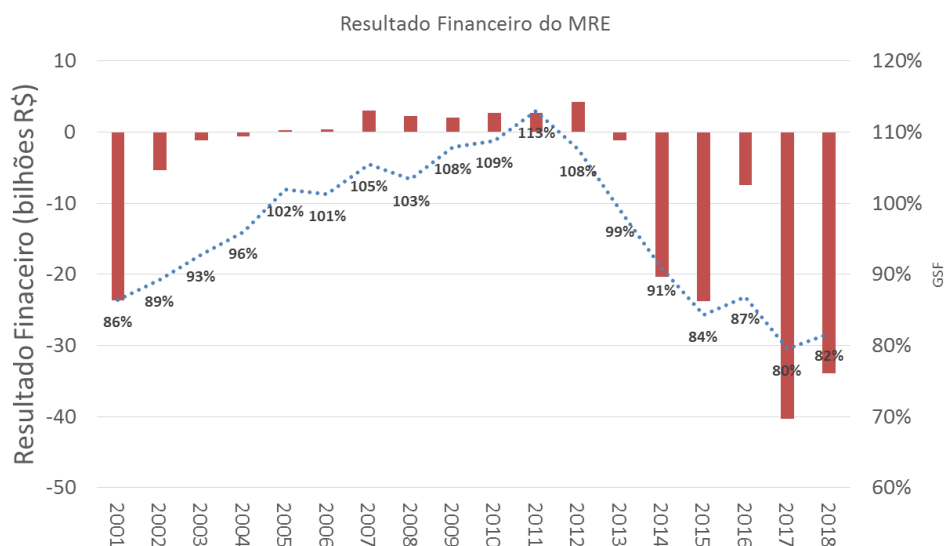


Figura 30- Estimativa de resultado de liquidação do MRE no curto prazo

Os resultados financeiros apresentados evidenciam a assimetria dos resultados entre anos com baixo e alto valores de GSF, pois nos anos de menores valores (de 80% a 91%) o prejuízo excedeu 20 bilhões de reais, enquanto que anos de maiores valores (de 105% a 113%) o superávit sequer alcançou 5 bilhões de reais. Nos últimos 5 anos as perdas superaram R\$ 100 bilhões, valor que seria suficiente para construir aproximadamente 20 GW de novo potencial hídrico.

## Revisão da GF das Hidrelétricas

Outro ponto que merece análise está relacionado com a revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas, visto que o cálculo do GSF considera como seu denominador a garantia física (GF) das usinas hidrelétricas, justamente por este ser o valor que corresponde ao limite que cada empreendimento pode se comprometer em contratos de venda de energia elétrica. Esta GF é calculada segundo critérios gerais de garantia de suprimento (risco de déficit menor que 5% e igualdade entre CMO e CME), definidos pelo CNPE, e por metodologia estabelecida pelo MME. A metodologia estabelece o cálculo da carga crítica de energia e dos blocos térmico e hidráulico. Estes blocos correspondem a repartição da carga crítica (demanda de energia que

<sup>11</sup> Esta estimativa considerou uma contratação de 100% das garantias físicas, a liquidação ao PLD ajustado (descrito anteriormente) e desconsidera o efeito da sazonalização das garantias físicas.

atende aos critérios) considerando tanto a geração das hidrelétricas, térmicas e os custos marginais de operação.

Esta metodologia de repartição, conhecida como método dos benefícios marginais, sendo suas propriedades estudadas em trabalhos recentes como Faria (2004), Ávila et al (2013) e César (2015), das quais se destaca a eficiência econômica alocativa.

Considerando o aspecto de compatibilidade com os critérios de garantia de suprimento, é razoável que a garantia física das usinas hidrelétricas seja uma estimativa conservadora de sua capacidade de geração e, portanto, a ocorrência de valores de GSF inferiores a 1 (um) seriam eventos de baixa probabilidade, e por consequência, a própria GF asseguraria resultado positivo de contabilização do mecanismo no longo prazo.

Ocorre que os próprios critérios de garantia de suprimento evoluíram desde a abertura comercial do setor elétrico, destacando-se:

- Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004, definiu como critério geral de garantia de suprimento nos estudos de planejamento da expansão, cálculo de garantias físicas de energia e potência, o risco déficit de 5% nos subsistemas do SIN;
- Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008, estabeleceu, adicionalmente ao limite de risco de déficit, a adoção do critério de igualdade entre custo marginal de operação e custo marginal de expansão nos cálculos de garantias físicas e planejamento da expansão;
- Resolução CNPE nº 7, de 14 de dezembro de 2016, estabeleceu que os parâmetros e as metodologias de aversão a risco também devem ser considerados no critério geral de garantia de suprimento.

Por outro lado, o Decreto nº 2.655/1998, que rege os contratos de concessão de usinas hidrelétricas, definiu, em seu artigo 21, que as garantias físicas dessas usinas devem ser revistas ordinariamente a cada 5 anos ou na ocorrência de fatos relevantes, além de limitar as reduções ordinárias em 5% a cada revisão e 10% ao longo de toda a concessão.

Em cumprimento ao Decreto 2.655, em 3 de maio de 2017 foi publicada a Portaria MME nº 178, que além de aprovar a metodologia específica, definiu novos valores vigentes a partir de janeiro de 2018.

Na mesma ocasião, foi calculada a quantidade de energia que o conjunto total de usinas hidrelétricas é capaz de contribuir para atender a carga crítica do SIN, esta última obtida mediante os critérios gerais de suprimento mais atualizados. O resultado deste cálculo, em comparação com o total de garantia física publicado, até então, é apresentado na Figura 31.

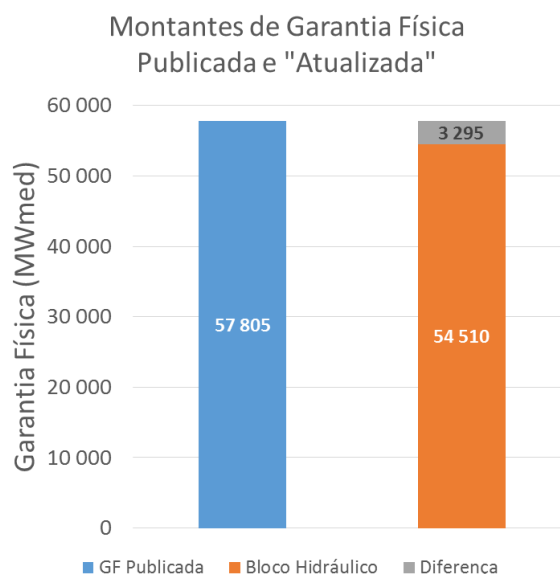


Figura 31- Comparação entre os valores de Garantia Física e Bloco Hidráulico na ROGF 2017

Ao analisar os resultados, identifica-se uma diferença negativa em 5,4%, sendo que, ao final do processo, em respeito aos limites de redução estabelecidos no Decreto nº 2.655/1998, obteve-se um montante de redução de 1.317 MWmed, o que correspondeu a um decréscimo de 2,3%.

Muito embora o argumento que considera a garantia física como um valor conservador, e, portanto, asseguraria valores de GSF superiores a 100%, seja baseado no fato do seu cálculo considerar os critérios gerais de garantia de suprimento, é importante observar os seguintes pontos:

- Os montantes de garantia física das usinas hidrelétricas, são atualizados de forma bastante criteriosa (a cada 5 anos e limitada a 5% e 10%), o que acarreta em superestimar as GF vigentes a medida que se consideram critérios de garantia de suprimento cada vez mais exigentes;
- critério de repartição da carga crítica considera uma receita média esperada de cada conjunto de usinas no mercado de curto prazo, o que não assegura um valor conservador que permita valores de GSF baixos mesmo em cenários de baixas afluências<sup>12</sup>.

Portanto verifica-se que, mesmo que fosse revisada a totalidade dos montantes de garantia física identificados nos estudos para a Portaria MME 178/2017 (redução de 3.295 MWmed), seria possível um aumento do GSF da ordem de 6%, conforme ilustrado na Figura 32:

<sup>12</sup> A título de comparação, a definição de um valor de fato conservador consideraria alguma medida de risco para repartição do bloco hidráulico, como por exemplo, a combinação convexa entre receita esperada e um CVaR da mesma receita, ao invés de apenas a receita esperada.

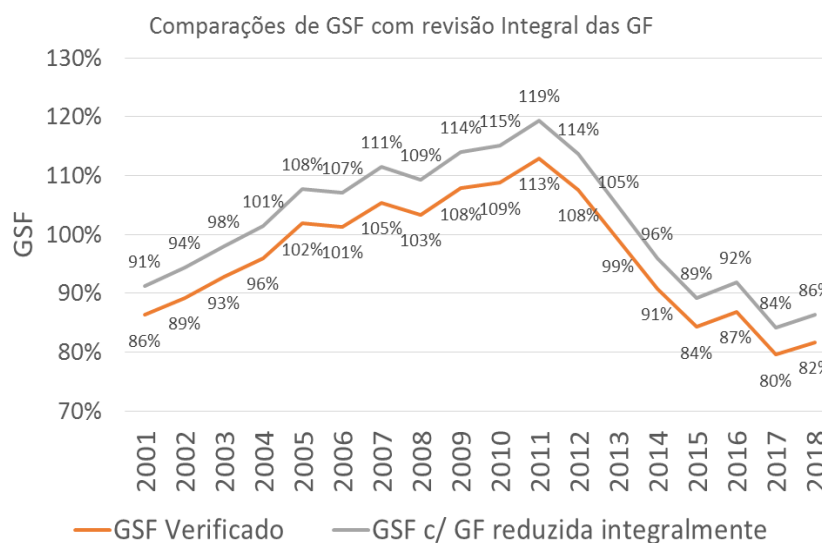


Figura 32- Comparação entre o GSF Verificado e considerando a GF revista com critérios atuais

Ao final, conclui-se que a atualização completa dos valores de GF das usinas hidrelétricas, elevaria o GSF médio, entre 2014 e 2018, de 85% para 89%. De fato, esta mudança reduziria os resultados negativos do MRE durante este período, mas manteria os valores em um nível bastante elevado. Entretanto, destaca-se que esta redução não pôde ser efetivada devido às garantias legais que a Administração Pública definiu para os empreendimentos de geração hidrelétrica, apesar do elevado risco associado a operacionalização do MRE.

## Simulação do comportamento do MRE

Complementando a análise sobre os resultados do MRE avaliamos seu comportamento nos últimos anos e uma projeção para os próximos anos. O objetivo dessa análise é trazer mais um elemento para verificar se, diante das questões discutidas até aqui, além de outros pontos levantados por especialistas do setor, pode-se afirmar que o MRE se tornou incompatível com as mudanças ocorridas na matriz de geração de energia elétrica.

Na elaboração deste estudo foi considerada a geração total de energia elétrica do SIN verificada dos últimos 10 anos, separada por fonte de geração. Adicionalmente, para os anos futuros, utilizou-se a expectativa de geração resultante da Projeção do PLD da revisão 2 do PMO de janeiro/2019, considerando as seguintes premissas:

- Simulação determinística dos modelos NEWAVE e DECOMP para o período de fevereiro/2019 até março/2020;
- Simulação do modelo NEWAVE para o período de abril/2020 até dezembro/2023 (simulação de múltiplos cenários);
- Geração termelétrica por ordem de mérito; e
- Consideração da geração hidrelétrica de submotorização.

Com o intuito de avaliar a evolução da matriz de geração de energia elétrica brasileira, é apresentada na Figura 33 o balanço operativo do sistema, por fonte, para o período de 2009 a 2023.

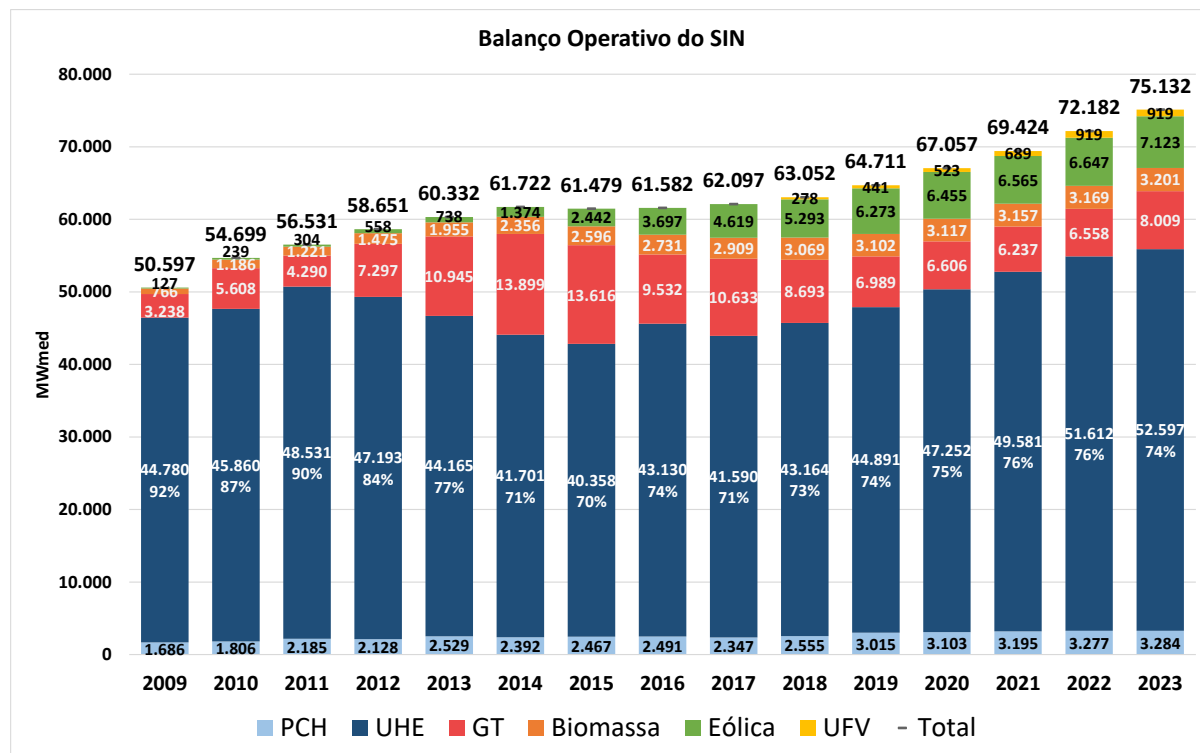


Figura 33- Balanço Operativo do SIN (2009 – 2023)

É possível observar que a geração das Usinas Hidrelétricas (UHE) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) apresenta redução na participação da matriz ao longo dos anos, passando de 92% em 2009 para 70% em 2015, e permanecendo em cerca de 75% até 2023.

Quando se analisa o comportamento do montante de geração hidrelétrica, observa-se de fato uma redução no período entre 2011 e 2017, consequência da redução do regime hidrológico e da estagnação do consumo nos anos de 2014 a 2017. Entretanto, a expectativa é de aumento de geração hidrelétrica para o período de 2018 a 2023, considerando a normalização gradual do regime hidrológico e retomada do crescimento do consumo.

Ainda na Figura 33 possível também observar que a expansão de geração Eólica e das demais fontes renováveis tendem a ser utilizadas para o atendimento do crescimento do consumo, especialmente para o período de 2019 a 2023, o que permitiria o aumento do montante de geração hidrelétrica nesse período.

Com base no comportamento da geração hidrelétrica é possível avaliar o comportamento do fator de ajuste do MRE, conhecido como GSF. A Figura 34 apresenta o comportamento do GSF, correlacionando-o com o comportamento do

regime hidrológico, expresso pela Energia Natural Afluente (ENA), e do nível de armazenamento do sistema.

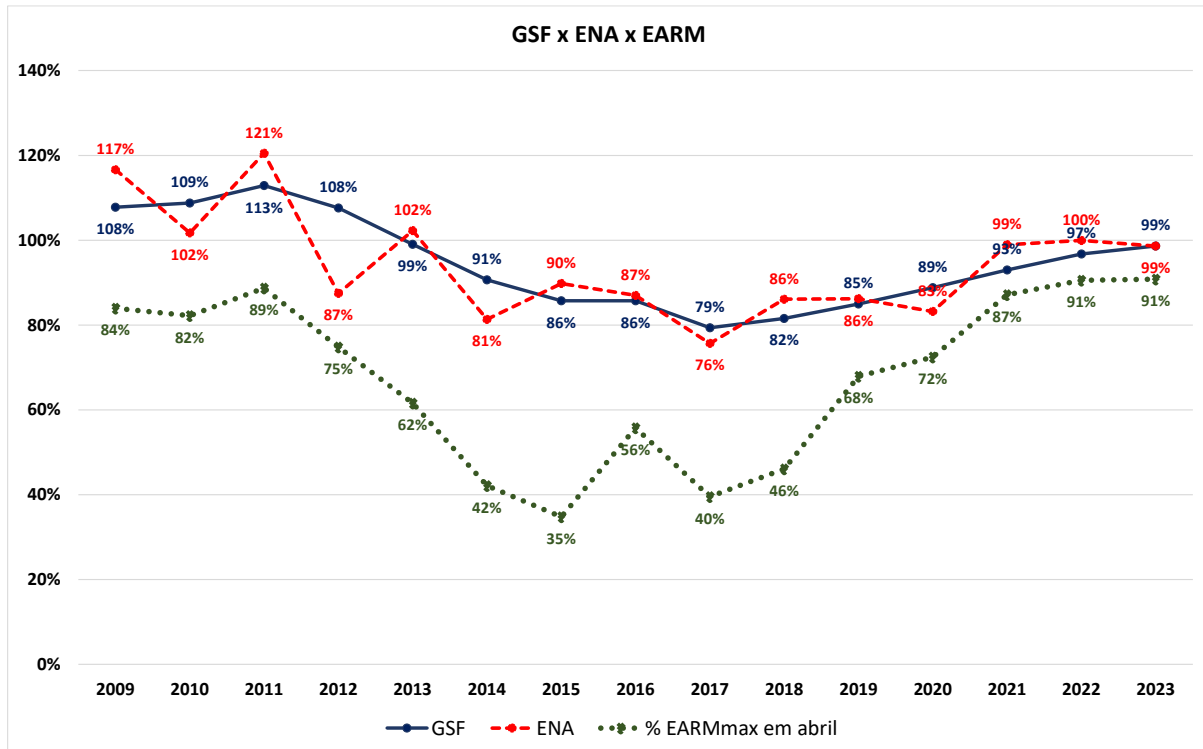


Figura 34- Histórico e Expectativa do GSF anual, ENA anual e percentual do EArmMáx do SIN ao final de abril de cada ano

Pode-se verificar que, a partir de 2014, os valores do GSF encontram-se abaixo de 100%, ou seja, déficit de geração hidrelétrica. Essa redução está associada principalmente ao cenário hidrológico adverso das ENAs e redução nos níveis de armazenamento, além da estagnação do consumo, como mencionado anteriormente.

Considerando a hipótese de normalização gradual do regime hidrológico para o período de 2019 a 2023 e da retomada do crescimento do consumo, as simulações indicam também a recuperação no nível de armazenamento, voltando a atingir cerca de 90% de armazenamento máximo em 2022 e 2023.

Como consequência desse cenário, as simulações indicam também uma tendência de melhora do GSF para o período de 2019 a 2023, voltando a patamares próximos a 100% no final desse período.

Com o intuito de permitir uma análise probabilística do GSF para os próximos anos, resultado da simulação dos 2.000 cenários de geração hidrelétrica do NEWAVE, são apresentadas na Figura 35 as curvas de permanência do GSF anual para o período de 2020 a 2023.

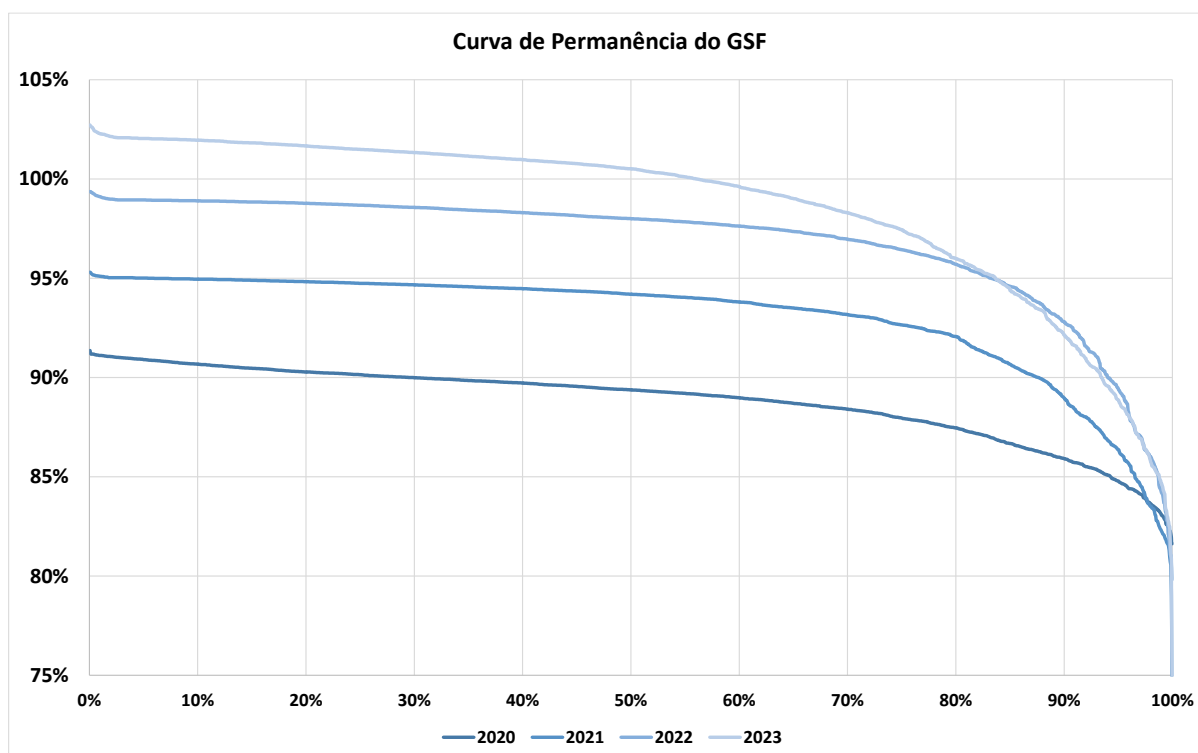


Figura 35- Curva de Permanência dos cenários de Fator de Ajuste do MRE anual

Verifica-se que 50% dos cenários simulados apresentam valores de GSF acima de 89% para os próximos 4 anos. Porém, apenas em 2023 as simulações indicam cenários com Energia Secundária (GSF maiores que 100%), com 55% de probabilidade de ocorrência.

Dessa forma, o estudo aponta que não é possível afirmar que o MRE se tornou incompatível com as mudanças ocorridas na matriz de geração de energia elétrica.

## Judicialização do GSF

A seção anterior mostrou que a partir de 2015, é fato que o Fator GSF refletiu o impacto na geração das usinas do MRE, notadamente pela baixa hidrologia. Em termos técnicos, todas as alegações que temos conhecimento de itens que foram aprovados nos últimos 15 anos na regulação e podem impactar a apuração da energia do MRE são relativamente pequenos, se comparados com o impacto da hidrologia.

Outrossim, a aplicação da Energia Secundária e do Fator GSF sempre ocasionam, ao final e ao cabo, efeito financeiro, já que as usinas possuirão mais ou menos energia em comparação com as respectivas garantias físicas, o que traz impactos significativos na compra e venda de energia e na apuração do MCP. Como visto, as decisões judiciais não alteraram essa forma de impacto, simplesmente foram aplicadas no cálculo do Fator GSF e na responsabilidade pelo pagamento.



Em termos de efeitos das decisões judiciais, temos que elas provocaram desdobramentos relevantes, com a maior judicialização da história da comercialização de energia elétrica no Brasil, notadamente porque alteraram a divisão de custos entre os agentes do setor. A divisão entre risco hidrológico e risco financeiro-judicial não é técnica ou normativa, representando aparentemente apenas uma tese jurídica para alterar a forma de rateio de custos prevista nas regras setoriais, dado que seria inconstitucional à norma administrativa afastar a possibilidade de uma decisão judicial impactar um processo ou parte de processo administrativo.

Considerando a contabilização do mês de abril/ 2019 como referência, o valor acumulado nas liminares de GSF já supera o valor de R\$ 7 bilhões, impactando mensalmente todos os credores do MCP.

Assim, considerando que o objetivo do MRE é compartilhar risco entre os participantes, que todas as evoluções do mecanismo foram submetidas a processos regulatórios regulares, não é possível afirmar distorção do objetivo do MRE, em que pese sempre serem possíveis evoluções regulatórias e aperfeiçoamentos.

## **Repactuação do Risco Hidrológico**

A Lei nº 13.203, de 09 de dezembro de 2015, dispôs a possibilidade de repactuação do risco hidrológico associado à geração de energia elétrica, tendo sido regulamentada através da Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015.

Em linhas gerais, a legislação vigente estabeleceu a possibilidade de usinas participantes do MRE repassarem o risco hidrológico tanto no Ambiente de Contratação Livre – ACL como no Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

No que tange ao ACL, a REN ANEEL nº 684/2015 estabelece que a repactuação do risco hidrológico no ACL se dá por meio de pagamento de prêmio de risco equivalente à assunção dos direitos e obrigações vinculados à capacidade existente de energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, sendo que o gerador deve assinar termo de adesão no qual se especifica o montante da energia de reserva destinada ao seu uso.

As diretrizes da legislação vigente relacionadas com a repactuação do risco hidrológico para o ACL foram consideradas ineficazes pelos agentes de mercado, o que acarretou a não adesão de nenhuma usina ao processo de repactuação do risco hidrológico no ACL.

Em relação ao ACR, a REN ANEEL nº 684/2015 estabelece que a repactuação do risco hidrológico no ACR se dá por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor mediante pagamento de prêmio de risco pelo gerador.

Foram estabelecidos produtos para os quais os geradores podem realizar sua opção, sendo que para cada produto o agente pode definir o nível de insuficiência de geração

do MRE que deseja suportar, o que implica em um valor de prêmio de risco diferenciado para cada produto.

Atualmente há 151 usinas que repassam o risco hidrológico no ACR, sendo que novas adesões podem ocorrer anualmente até o mês de setembro com início de vigência para o ano seguinte.

A Tabela 5 apresenta os resultados históricos apurados para o Repasse do Risco Hidrológico do ACR.

<b>Ano</b>	<b>RRH [R\$ Milhões]</b>	<b>Prêmio de Risco [R\$ Milhões]</b>
2016	1.233,92	0,19
2017	6.180,93	19,69
2018	7.063,64	404,47
2019*	88,39	111,94
Total do período	14.566,88	536,29
*janeiro a março de 2019		

Tabela 5- Resultados da Repactuação do Risco Hidrológico do ACR

## 4. Saneamento do MRE

O MRE foi concebido como um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico, sendo também uma forma de compensar as decisões de operação centralizada do ONS. Em tese, e com um sistema equilibrado, as usinas ao longo do tempo cedem e recebem energia do mecanismo de forma a resultar em um balanço nulo, ou seja, as concessões e os recebimentos devem se anular ao longo do tempo entre todas as usinas, supondo que em média devem produzir a respectiva garantia física.

Todavia, fatores exógenos ao MRE acabam por introduzir elementos que perturbam o funcionamento do mecanismo, o que pode acarretar em desequilíbrio ao longo do tempo, com importantes impactos financeiros aos agentes participantes do MRE.

Uma alternativa em debate no setor é identificar os fatores exógenos ao risco hidrológico, quantificar seus valores e ressarcir-los às usinas participantes do MRE, em contrapartida à desistência do debate judicial ora em curso. Tais diretrizes fazem parte do processo em discussão no Projeto de Lei nº 10.985/2018.

Propõe-se que a compensação dos valores relativos aos fatores fora do risco hidrológico retroativos se dê por meio da extensão da concessão das usinas. Ou seja, determina-se o valor financeiro a que as usinas do MRE teriam direito em função dos fatores externos ao MRE e estima-se o tempo de extensão de prazo da concessão necessário para que se compense esse valor.

Por outro lado, é importante que se assegure que o mecanismo fique isento dos efeitos desses e de outros fatores exógenos no futuro, o que acarreta a necessidade de ajustes pontuais em regulamentos vigentes e a criação de novos mecanismos regulatórios.

A seguir apresentam-se os itens avaliados para o processo de saneamento do MRE.

### **Impacto da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) – Deslocamento Hidráulico**

O despacho fora da ordem de mérito econômico com finalidade de se buscar a segurança do suprimento do SIN, que será denominado GFOM neste documento, é objeto de discussão no setor há diversos anos, tendo a Resolução CNPE nº 3, de 06 de março de 2013, estabelecido diretrizes para seu tratamento.

Pela própria natureza dessa geração, buscar a segurança do abastecimento de energia elétrica no SIN, é notório que ocorra o deslocamento da geração hidrelétrica do MRE, visto que o objeto da geração por segurança energética é preservar o armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas em momentos de baixa afluência hidrológica.

A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, estabeleceu que a Aneel deve regulamentar, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da

geração hidroelétrica decorrente de geração fora da ordem de mérito de custo e importação sem garantia física associada (GFOM). Por sua vez, a Resolução Normativa ANEEL nº 764, de 18 de abril de 2017, regulamentou este ponto previsto na Lei, originando o Encargo por Deslocamento Hidráulico que tem como objetivo ressarcir as usinas hidrelétricas participantes do MRE em função da Geração Fora da Ordem de Mérito - GFOM.

A referida resolução estabeleceu que as usinas do MRE podem ser deslocadas pela geração classificada como segurança energética e pela geração por restrição elétrica que seja definida pelo ONS como elemento que desloca o MRE; todavia, a parcela de restrição elétrica necessita ainda de regulamentação específica por parte da ANEEL. Também foi estabelecido que o encargo de deslocamento hidráulico passou a vigorar a partir de abril de 2017; portanto, desde esta data o deslocamento das usinas do MRE oriundo de geração por segurança energética já apresenta tratamento, restando a definição do tratamento do deslocamento originado por razão elétrica.

Todavia, há outros pontos que ainda carecem de aprimoramento para garantir-se que o efeito futuro da GFOM no MRE está totalmente equacionado.

Um desses pontos está associado a Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018, que estabelece diretrizes para importação de energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai. O § 13 do Artigo 1º desta Portaria estabelece que “o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE poderá decidir por considerar a importação como recurso adicional ao SIN, sem substituição de geração de usinas termelétricas, devendo apresentar justificativa para a medida”. Sobre este ponto, há consenso entre a CCEE e a ANEEL de que essa importação, quando ocorrer, desloca o MRE, sendo que as usinas do mecanismo devem ter direito a receber encargo por esse deslocamento. A questão deverá ser endereçada no âmbito da Audiência Pública que irá tratar da regra de comercialização sobre o tema.

Outro ponto que também deve ser avaliado decorre da geração termelétrica despachada por reserva operativa, ou seja, a geração associada à intermitência das usinas eólicas, principalmente daquelas situadas na região Nordeste. A expectativa é que este tema seja tratado no fechamento da Audiência Pública nº 83/2017, que também trata da questão do deslocamento hidráulico por razões elétricas.

Para fins ilustrativos, a Tabela 6 elenca o montante de geração termelétrica despachado por reserva operativa para o período de outubro de 2018 a abril de 2019.

<b>Mês/ano</b>	<b>Geração por ROP [MWmédios]</b>
Out/18	85
Nov/18	214
Dez/18	450

Jan/19	717
Fev/19	686
Mar/19	606
Abr/19	1.081
Mai/19	539

Tabela 6- Geração Termelétrica por Reserva de Potência Operativa

Outra questão levantada em discussões com os agentes e que deve ser analisada é a inflexibilidade térmica superior ao montante considerado na definição da Garantia Física dessas usinas.

Ao participar de um leilão de energia, as usinas termelétricas devem declarar sua inflexibilidade para o cálculo de sua garantia física, ou seja, o valor declarado impacta diretamente o valor de garantia física das usinas termelétricas. Além disso, nos processos de recálculo de garantia física das hidrelétricas a informação de inflexibilidade das termelétricas é utilizada como parâmetro de entrada, impactando também o cálculo da garantia física das hidrelétricas.

Como é sabido, os geradores termelétricos devem declarar até 30 de novembro do ano anterior a alocação mensal de como pretendem cumprir sua inflexibilidade para o ano seguinte. Entretanto, existem casos em que a geração inflexível verificada ao longo do ano supera o valor declarado.

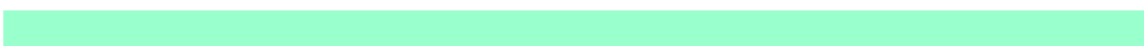
Supondo, por exemplo, que uma usina com 100 MW de potência disponível tenha declarado uma geração inflexível de 50 MW médios para um dado mês e tenha gerado 80 MW médios, por meio de uma declaração de inflexibilidade adicional de 30 MW médios para este mês. Neste caso, o MRE pode ter sido deslocado indevidamente por estes 30 MW médios.

Deve-se avaliar se essa geração termelétrica superior à declaração anual de inflexibilidade de geração resulta em deslocamento hidrológico para os agentes participantes do MRE, neste caso sendo elegível ao ressarcimento por deslocamento hidráulico.

Resumindo, há tratamento previsto para o impacto da GFOM no MRE, mas há pontos que carecem de aperfeiçoamento ou debates:

- Regulamentação do deslocamento hidráulico por restrições elétricas;
- Definição do tratamento a ser dado para a importação sem substituição de usinas termelétricas;
- Definição do tratamento da geração classificada como reserva operativa;
- Definição do tratamento da geração termelétrica inflexível que excede o montante estabelecido na Garantia Física.

## Atrasos ou Restrições em Linhas de Transmissão



Os atrasos nas linhas de transmissão associadas ao escoamento da energia produzida pelas UHEs Santo Antônio, Jirau, Teles Pires e Belo Monte limitaram a geração dessas usinas, impactando todas usinas participantes do MRE.

Entre 2012 e 2017 esses atrasos causaram restrição na geração das usinas citadas, com conseqüente redução na geração do MRE. A restrição na geração da UHE Santo Antônio do rio Madeira por exemplo, ocorreu desde a operação comercial de sua primeira unidade geradora, mesma situação da UHE Jirau.

Os limites de escoamento de energia se referem às restrições elétricas, sejam elas internas ou entre os submercados, ou seja, estes limites de transporte que impõe restrições de geração às usinas hidráulicas, nada têm a ver com a situação hidrológica, indo contra o conceito do MRE, que visa compartilhar exclusivamente o risco hidrológico.

Assim, o impacto causado pelo atraso nas linhas de transmissão, que restringe a geração das usinas hidráulicas e conseqüentemente a geração do MRE, deve ser expurgado do mecanismo.

Em relação a futuros impactos no MRE, entende-se que tal fato não deve mais ocorrer, devido a duas situações. Primeiro houve a regulamentação da situação de apta a entrar em operação comercial pela Resolução Normativa nº 583/2013, posterior ao início do atraso de transmissão das usinas do rio Madeira, que apenas isenta as obrigações relacionadas aos CCEARs, sem conferir Garantia Física às usinas, ou seja, sem direito a participação no MRE.

Além disso, os leilões de energia nova mais recentes buscam garantir a expansão através de linhas de transmissão existente (Leilões A-3 e A-4), ou alocam o risco de atraso da linha de transmissão ao proprietário da usina (Leilões A-5 e A-6).

É importante avaliar, no entanto, se eventuais ocorrências na rede de transmissão existente não podem limitar a geração de usinas do MRE, fazendo com que o mecanismo arque com seus impactos financeiros.

O conceito de constrained-off já é há algum tempo adotado em mercados de energia elétrica, havendo ressarcimento às usinas que tenham sua geração restringida, sendo uma ferramenta fundamental para se evitar o desequilíbrio econômico dos agentes ocasionado por fatores que são alheios à sua vontade, com notoriedade para restrições dos sistemas de transmissão.

Atualmente, usinas termelétricas de custo variável não nulo possuem previsão em regulamentação para ressarcimento de prejuízos ocasionados por situação de constrained-off. A extensão do ressarcimento por constrained-off para usinas eólicas foi colocado em discussão com a abertura da Consulta Pública 08/2018.

A mesma discussão deve ser realizada para definição de um eventual encargo por constrained-off hidráulico, ressarcindo o MRE em virtude de restrições de transmissão que impactem a geração do mecanismo, toda vez que não for possível armazenar o recurso e, conseqüentemente, ocorrer vertimento turbinável.

É importante avaliar também questões de caráter operativo, por exemplo, critérios para garantia de confiabilidade N-1, como a consideração da perda de um bipolo na transmissão das usinas do rio Madeira. Essas questões podem limitar a geração do MRE e também acarretar vertimento turbinável.

## Motorização Estruturantes

A GF das UHE evolui durante seu processo de motorização, acompanhando o acréscimo de potência instalada. Todavia, as usinas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte tiveram por parte do Poder Concedente um processo de motorização diferenciado, pelo qual as usinas apresentavam um ganho de garantia física superior ao tradicionalmente apresentado por cada unidade geradora que entrasse em operação comercial. As figuras seguintes apresentam as diferenças entre os cronogramas de GF publicados para estas usinas e como seriam esses cronogramas na hipótese de procedimento ordinário.

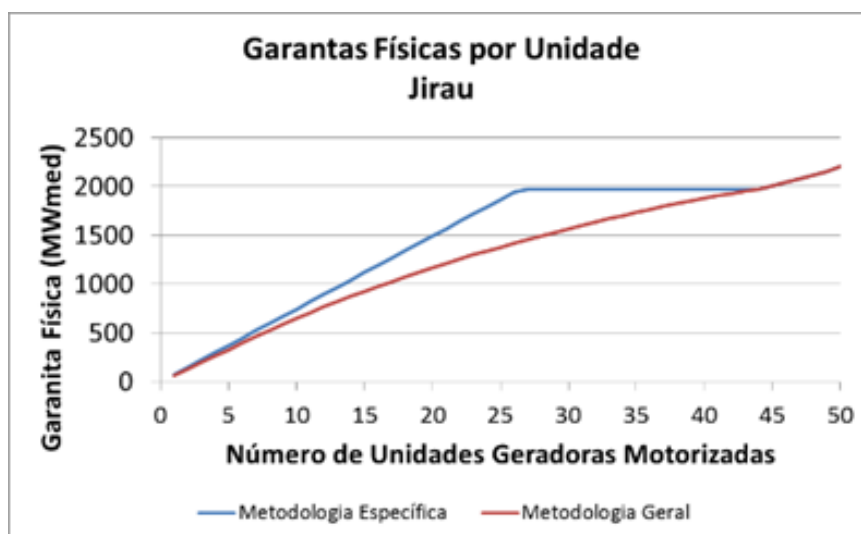
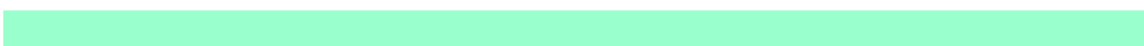


Figura 36- Evolução da GF durante a Motorização de Jirau



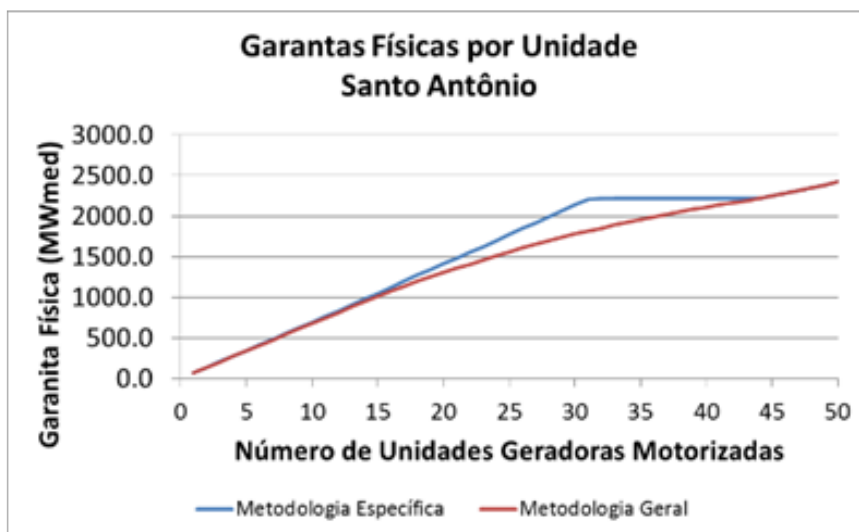


Figura 37- Evolução da GF durante a Motorização de Santo Antônio

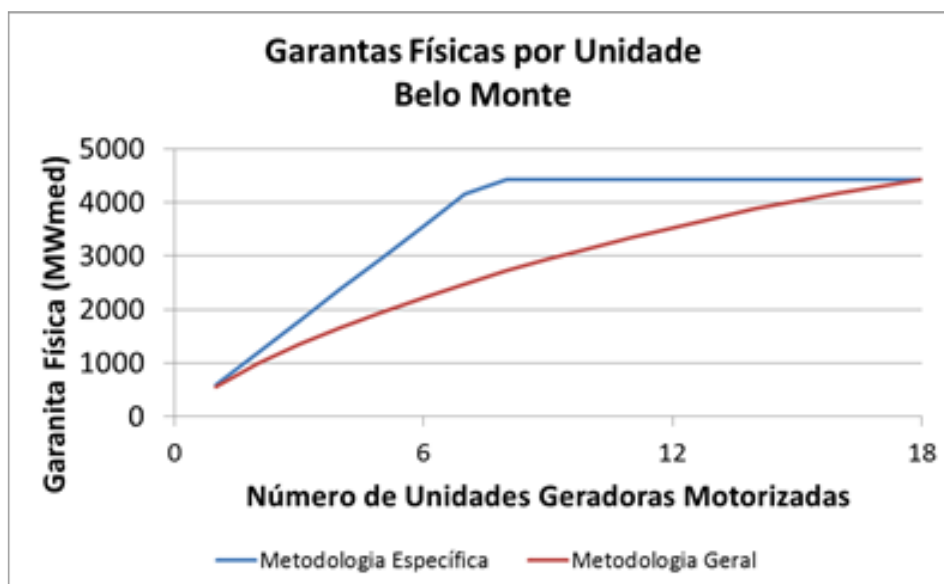


Figura 38- Evolução da GF durante a Motorização de Belo Monte

Como pode ser visto pelas figuras acima, nas hidrelétricas do rio Madeira a diferença metodológica chega a 500MWm por usina, sendo que, em Belo Monte a diferença é da ordem de grandeza da garantia física de uma das hidrelétricas do Madeira. Vale observar que a motorização de S. Antônio e Jirau já foi concluída e que Belo Monte tem previsão de implantar sua última unidade em março de 2020.

Tal processo diferenciado de motorização teve duas consequências: o primeiro, que impactava somente a usina, garantia que a usina atingiria sua garantia física de placa de forma mais rápida, gerando benefícios financeiros aos proprietários da usina; o segundo, com impacto em todo o MRE, está atrelado ao conceito de que as unidades geradoras que entram em operação comercial não conseguem produzir a garantia física associada – ou seja, durante a motorização, a usina não é capaz de produzir o montante de garantia física, reduzindo o GSF e gerando impacto financeiro a todas as demais usinas do MRE.



Em relação a futuros impactos no MRE, entende-se que o Poder Concedente não deve utilizar mais a metodologia de motorização diferenciada para futuras usinas, em função do aprendizado obtido a partir da avaliação dos efeitos da metodologia nos resultados do MRE. Assim, o problema atrelado ao processo de motorização diferenciada deve terminar com a entrada em operação comercial da última unidade geradora da UHE Belo Monte.

## **Energia de Reserva**

A energia de reserva foi concebida com o objetivo de se contratar uma determinada quantidade de energia para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. Embora tenha sido objeto de debates, a legislação atual não considera um eventual deslocamento originado pela geração de reserva como elegível a ressarcimento via encargo de deslocamento hidráulico.

Entretanto, entende-se que o fato de a energia de reserva não constituir lastro para atendimento da carga gera um desequilíbrio entre a oferta e a demanda do sistema que, combinada com o fato das fontes contratadas serem não despacháveis, gera impacto nos resultados do MRE.

Dessa forma, propõe-se para o futuro, a incorporação gradual da energia de reserva em contratos com lastro para atendimento da carga do Ambiente Regulado do Ambiente Livre.

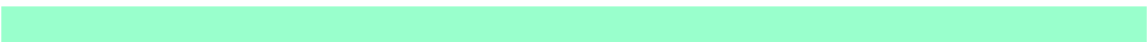
No ACR, o atendimento de parte do crescimento da demanda por energia nova das distribuidoras seria realizado por meio da energia de reserva existente. Para o ACL, seria estabelecido um mecanismo similar ao PROINFA, cujos contratos atendem parte da carga dos consumidores livres e especiais. Vale destacar que essa medida não aumenta custos uma vez que tanto os consumidores cativos quanto livres já pagam pela energia de reserva e apenas passariam a contar com o lastro proveniente dessas usinas.

Esse procedimento proposto também abarcaria a usina de Angra 3, cuja previsão de conclusão atual é de 2025.

Com o objetivo de garantir a segurança do sistema que motivou sua criação, o cronograma de incorporação da energia de reserva ao lastro do Sistema deve ser planejado de forma a manter a expansão da oferta, por meio da contratação de novas usinas, e também de forma concatenada com as revisões das garantias físicas das usinas hidráulicas.

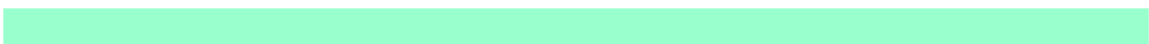
## **Revisão do Anexo I da REN 614/2014**

Recomenda-se colocar em Audiência Pública a revisão de pontos constantes no Anexo I da Resolução Normativa nº 614, de 03 de junho de 2014. O Anexo I desta



REN apresenta fatores de indisponibilidade passíveis de desconsideração pelo ONS no cálculo dos indicadores de indisponibilidade forçada e programada.

Se por um lado a desconsideração de todos ou alguns desses fatores é benéfico para uma determinada usina, visto que reduz a degradação da garantia física, por outro lado, há impactos no GSF e do MRE e, portanto, nas demais usinas. No âmbito de uma AP específica será possível verificar realmente quais dos pontos apresentados no Anexo I devem ser mantidos e quais poderiam ser retirados ou incluídos.



## 5. Aprimoramentos do Mecanismo de Realocação de Energia

Além da retirada de riscos não hidrológicos do MRE, existem aprimoramentos no próprio mecanismo que podem mitigar riscos e melhorar seus resultados financeiros. Esta seção foca nesses possíveis aprimoramentos no mecanismo.

### Sazonalização da Garantia Física do MRE

O processo atual de sazonalização de garantia física é regido pela REN 584/2013, que estabelece a possibilidade de dois processos de sazonalização, um para fins de alocação de energia do MRE e outro para fins de lastro. A REN também estabelece que a sazonalização da garantia física para fins do MRE da usina de Itaipu, das usinas cotistas de que trata a Lei nº 12.783, de usinas em fase de motorização durante o ano de referência, de usinas com final de concessão durante o ano de referência, a parcela de aumento ou redução de garantia física durante o ano de referência e as usinas sem declaração de sazonalização, deve seguir o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE. Esta forma de sazonalização garante neutralidade no processo de alocação da energia destas usinas, que percebem uma alocação igual ao se o processo de sazonalização fosse considerado flat.

Anteriormente a edição da REN 584/2013 o processo de sazonalização de garantia física era único, não existindo distinção entre lastro e alocação do MRE. A alteração foi resultado do processo da sazonalização realizada para o ano de 2013, ocasião em que a operação de sazonalização foi atrasada em decorrência de debates atrelados ao regime de cotas de garantia física recém implantado à época. Desta forma, a sazonalização ocorreu em janeiro de 2013, com os agentes já conhecendo os valores do PLD vigentes para o mês, o que resultou em grandes impactos financeiros para a usina de Itaipu e usinas cotistas. A Figura 39 apresenta uma comparação da sazonalização da GF do MRE para os anos de 2007 a 2013 e a Figura 40 apresenta os impactos financeiros ocasionados a Itaipu e às usinas cotistas para os primeiros meses de 2013.

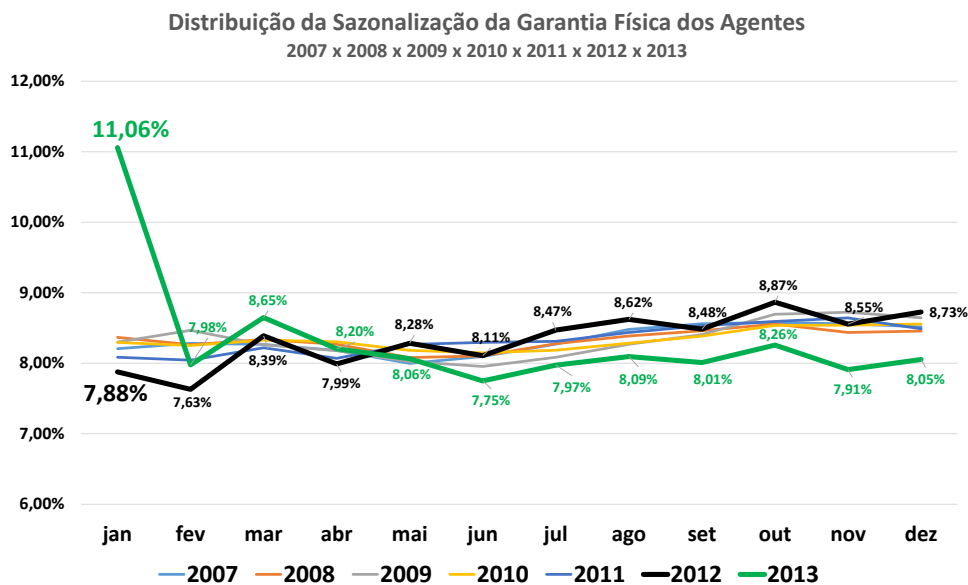


Figura 39-Sazonalização da GF do MRE entre 2007 a 2013

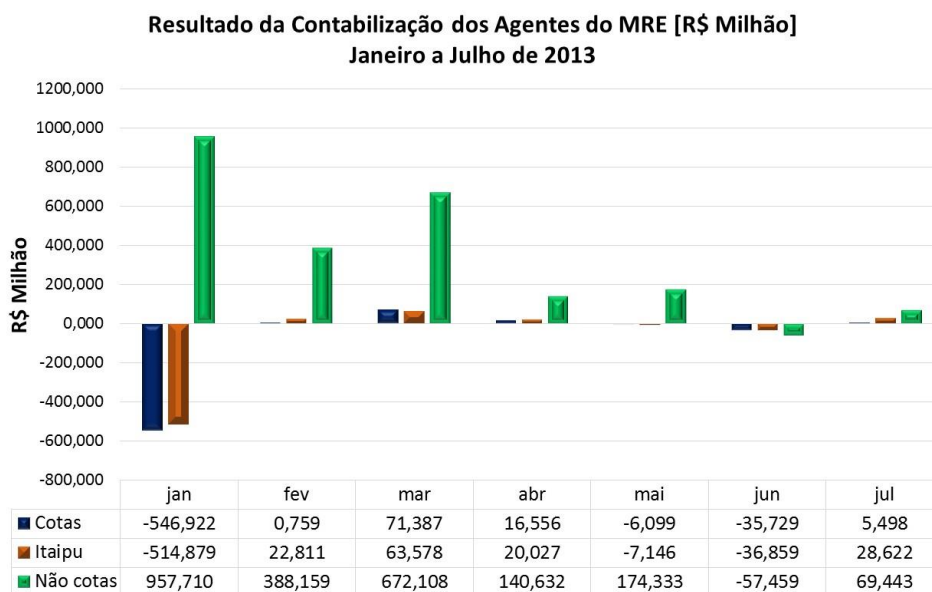


Figura 40- Efeitos financeiros da sazonalização do MRE em 2013

Percebe-se pela Figura 39 que realmente houve uma mudança no comportamento do processo de sazonalização da garantia física do MRE no ano de 2013 em relação aos anos anteriores, o que resultou nos impactos percebidos por Itaipu e pelas usinas cotistas ilustrados na Figura 40. Tais resultados originaram a revisão do processo de sazonalização da garantia física que resultou na publicação da REN 584/2013 e no regime de dupla sazonalização.

Embora o processo vigente garanta a neutralidade para usinas que não desejam declarar a sua sazonalização, há possibilidade de que tenha sido induzida uma atitude mais agressiva das usinas que desejam declarar uma sazonalização distinta da geração esperada no intuito de receber mais energia do mecanismo em determinado

mês, dificultando uma atividade mais conservadora para os demais agentes. As figuras seguintes ilustram os resultados do processo de sazonalização do MRE para o período de 2008 a 2019 que comprovam um comportamento diferenciado dos agentes a partir da introdução da dupla sazonalização.

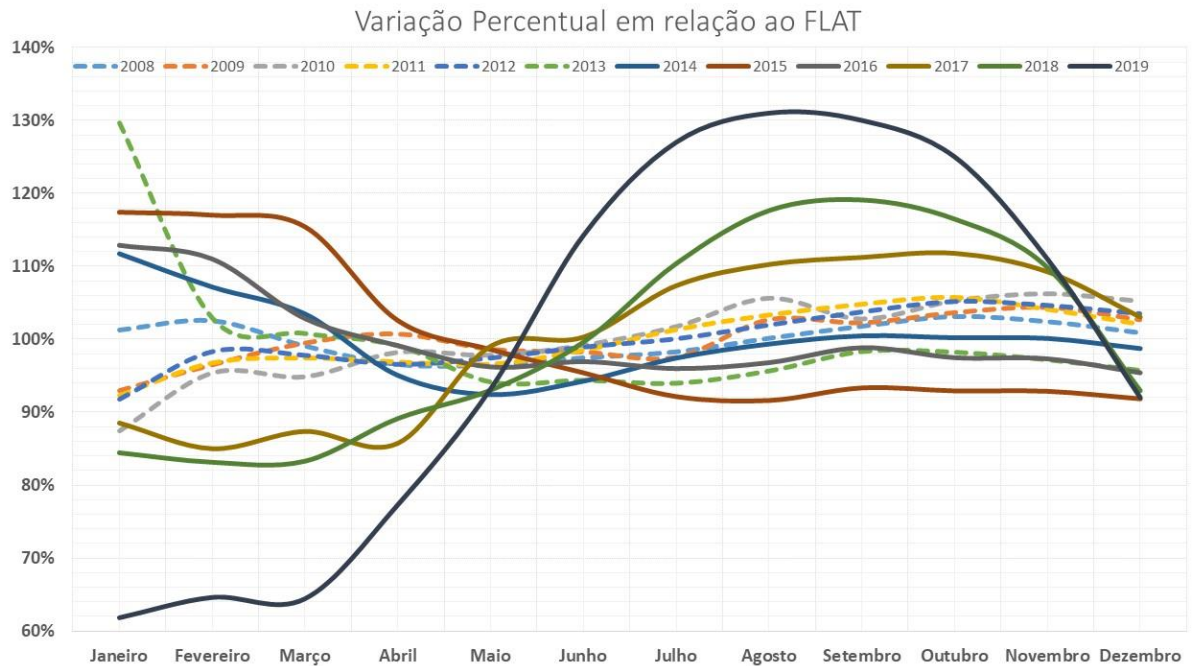


Figura 41- Sazonalização da GF do MRE entre 2008 e 2018

### Desvio Padrão Sazonalização - FLAT

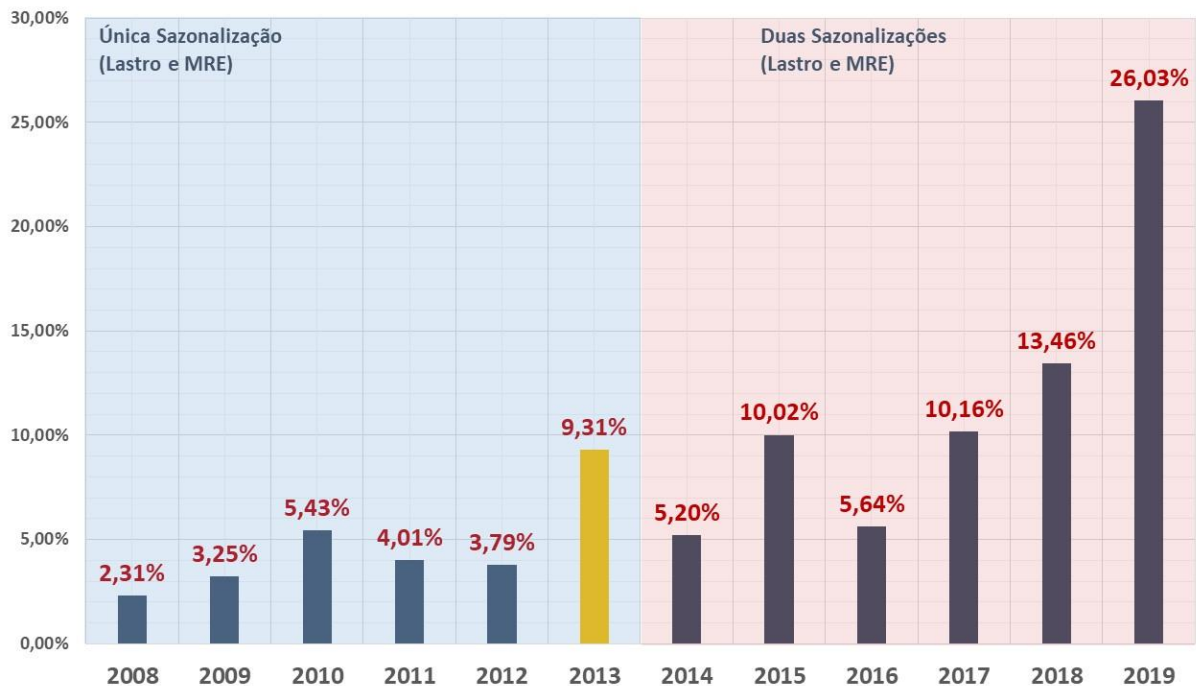
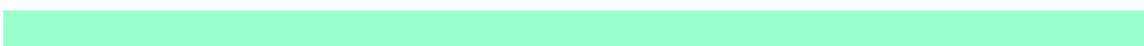


Figura 42- Desvio Padrão da Sazonalização da GF do MRE entre 2008 e 2018 em relação ao flat

Exemplo de consequência deste processo é a ocorrência de energia secundária em momentos de baixa hidrologia, com consequente redução da geração hidráulica, sendo a energia secundária totalmente atrelada ao processo de sazonalização.

A Figura 43 ilustra o exposto mostrando o processo de alocação para uma usina fictícia de garantia física equivalente a 100 MW médios e que optou por seguir o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE para o ano de 2019.



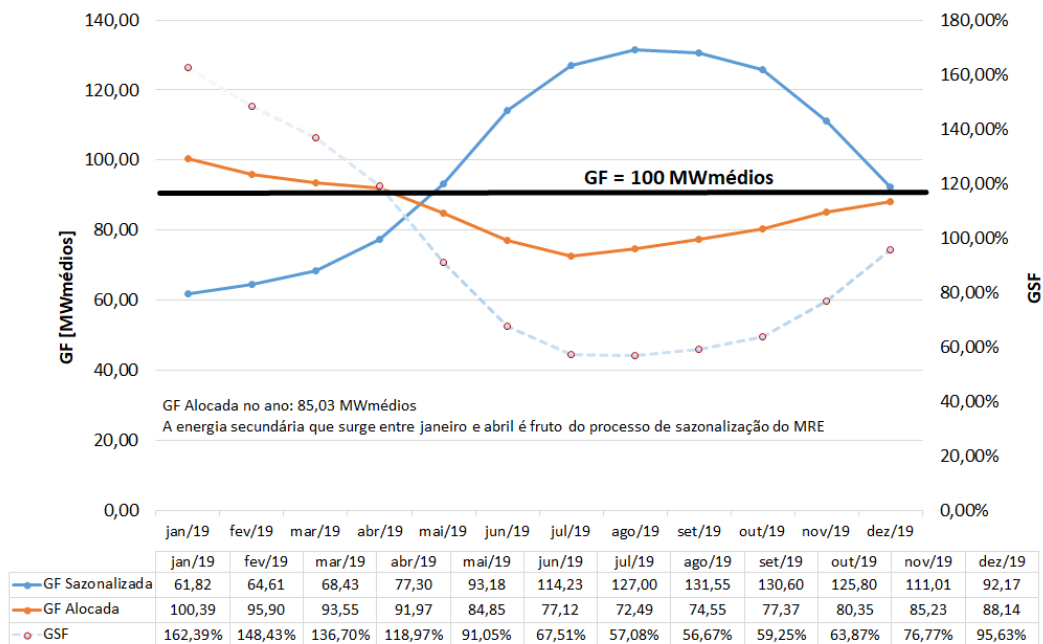


Figura 43- Previsão de Alocação de GF para Usina de GF = 100 MW médios

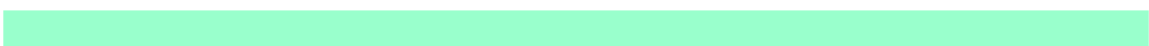
Percebe-se pela Figura 43 que a sazonalização desta usina, que segue o perfil da sazonalização do MRE, resulta em valores baixos nos primeiros meses do ano e maiores a partir de maio. De fato, esse foi o processo que ocorreu em 2019, com os agentes reduzindo os valores sazonalizados para os meses iniciais em função da perspectiva de um PLD menor para este período, o que depois se mostrou um equívoco. Como consequência, percebe-se na Figura 43 a presença de energia secundária mesmo com uma geração hidráulica não significativa.

Em termos comerciais podem ocorrer impactos financeiros a agentes, visto que a distribuição espacial da energia secundária está atrelada a maior presença de geração em determinados submercados em comparação com a garantia física, possibilitando a ocorrência de recebimentos de energia secundária em diferentes submercados e expondo os proprietários das usinas a diferenças de preços, uma vez que a energia secundária não possui direito à alívio de exposições, conforme regra de comercialização.

Pelo exposto, entendemos que é importante o debate sobre o processo de sazonalização da garantia física para fins de alocação do MRE. Por exemplo, pode-se discutir os eventuais limites inferior, atualmente inexistente, e superior, hoje a capacidade instalada da usina.

Os resultados verificados do início de 2019 incitam discussão para avaliação da extensão do direito ao alívio de exposições às parcelas de energia secundária.

#### i. Processo de sazonalização flat.



Sempre que ocorre o debate sobre o processo de sazonalização de garantia física vem à tona a hipótese de se considerar uma distribuição uniforme da garantia física de placa das usinas ao longo dos meses do ano, conhecido como sazonalização flat.

O processo de sazonalização flat da garantia física para fins do MRE retiraria do mecanismo impactos associados às estratégias comerciais dos agentes, restando somente efeitos hidrológicos e do comportamento da carga ao longo do tempo; todavia, é recorrente nos debates sobre o tema de se considerar o processo de sazonalização flat como uma perda de direito atrelada às suas decisões comerciais estratégicas.

De qualquer forma, julga-se pertinente avaliar os impactos de um processo de sazonalização flat da garantia física do MRE em relação aos valores sazonalizados pelos agentes. Assim, a Figura 44 apresenta resultado de simulação no qual se compara os impactos do GSF nos valores sazonalizados do MRE e na sazonalização flat para os anos de 2016, 2017 e 2018.

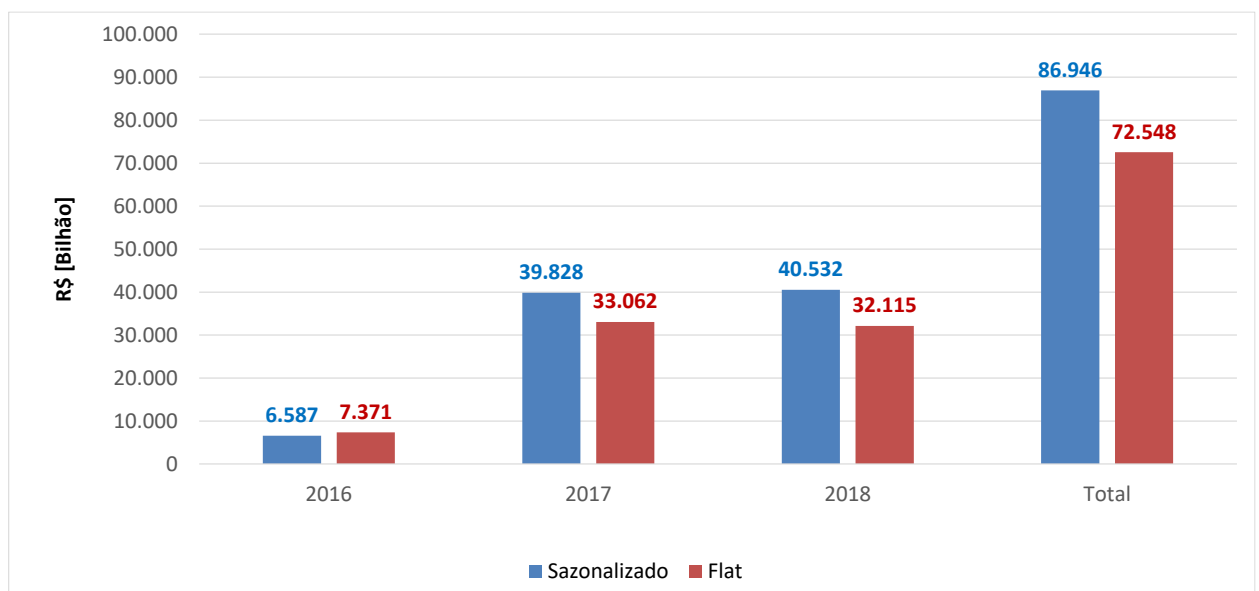


Figura 44- Impactos do GSF no MRE – Sazonalização x Flat

Percebe-se que para o período avaliado o processo de sazonalização flat teria gerado menor impacto às usinas do MRE; todavia, também percebe que tal fato nem sempre é verdadeiro pois para o ano de 2016 o processo de sazonalização flat teria sido desvantajoso em relação aos valores apurados considerando a sazonalização dos agentes.

## ii. Processo único de sazonalização

Conforme descrito, o processo atual de sazonalização de garantia física possibilita uma sazonalização para fins de alocação do MRE e outra com fins de lastro, conforme estabelecido na REN nº 584/2013.



A hipótese de dupla sazonalização foi proposta pela CCEE no âmbito da discussão da revisão do processo de garantia física que ocorreu em 2013. O Relatório Técnico CCEE- GREC 006/2013 recomendava que:

- Fosse desvinculados os processos de sazonalização do direito de alocação no MRE e de sazonalização da garantia física que lastreia os compromissos comerciais dos geradores:
  - MRE: utilizar a garantia física *flat* das usinas como referência de direito de alocação, pois proporciona o maior GSF médio ao longo do tempo conforme resultados.
  - Lastro: utilizar garantia física declarada pelos agentes.

Contudo, no debate ocorrido à época com a Aneel, optou-se pela dupla sazonalização, mas com os agentes podendo declarar também a GF para fins do MRE, sendo que para Itaipu, usinas cotistas e outras que assim o desejarem, a sazonalização da GF para fins do MRE segue o perfil do conjunto das demais usinas.

Conforme já destacado no texto, o processo atual pode contribuir para gerar distorções importantes nos resultados do MRE, pois pode ocorrer uma tendência de os agentes utilizarem o mecanismo com mais ênfase como sendo uma aposta contra a variação do PLD.

Corrobora-se com a proposta de retomada da utilização de apenas uma sazonalização, para fins de lastro e MRE, a vinculação conceitual da aderência esperada entre o requisito (contratos de venda) e o recurso (geração). Uma vez que nesta definição o que se considera como risco é o binômio dado pela diferença entre os contratos de venda (oriundo da garantia física atribuída à usina) e a geração realizada, ambos valorados ao PLD, e não o conceito de risco associado a apenas a maximização de valores de um monômio (geração valorada ao PLD). Pois, a natureza do MRE está atrelada ao compartilhamento de risco associado ao regime hidrológico, e este intrinsecamente ligado ao despacho centralizado do ONS, em que se pese a função objetivo neste caso é a minimização das exposições no mercado de curto prazo provocada pela diferença entre a alocação do recurso e do requisito. Em uma simples associação, em casos de alocação de recurso iguais ao requisito o PLD seria uma variável indiferente na composição do resultado

### **iii. Inserção de Limites de Sazonalização.**

Atualmente, os processos de sazonalização da Garantia Física para fins de MRE e Lastro contam apenas com um limite superior associado à capacidade instalada da usina.

Dentre as duas formas de sazonalização apresentadas anteriormente, Flat e sazonalização única, existe a possibilidade de inserir limites na distribuição do recurso. A inserção destes limites seria uma forma de trazer certa flexibilidade na sazonalização dos agentes.

Para trazer uma sensibilidade quantitativa ao que seria a aplicação de limites na sazonalização, a CCEE realizou a simulação de dois cenários considerando as premissas abaixo:

- Recurso: Geração verificada nos meses de 2017;
- Requisito: Lastro Sazonalizado;
- Valoração: PLD médio Mensal;
- Déficit = Recurso – Requisito;
- Parâmetro de Rateio da Geração: GF sazonalizada conforme Referências (Flat ou Sazonalização única conforme lastro), considerando limites;
- Utilização de Recurso de Maximização e Minimização das alocações da Garantia Física com objetivo de obter o pior e o melhor resultado de exposição.

Foram simulados dois cenários:

O primeiro cenário considerou limites superior e inferior para a sazonalização da GF em relação ao valor da GF de placa de cada usina;

No segundo cenário, os limites tinham como referência os montantes sazonalizados de garantia física para fins de lastro. A Figura 45 ilustra conceitualmente os cenários descritos.

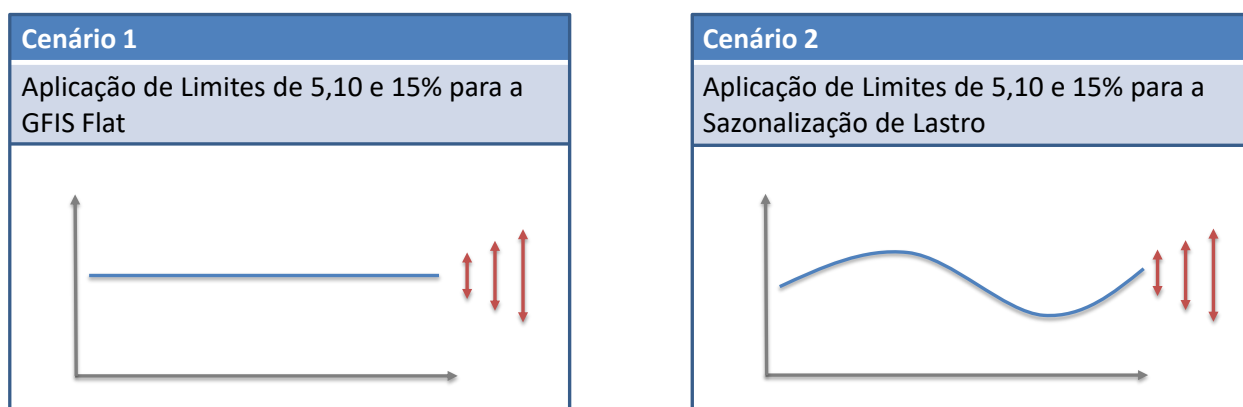


Figura 45- Conceitos atrelados aos cenários das simulações para limites da sazonalização da GF do MRE

Nos dois cenários simulados considerou-se a possibilidade de variação de 5, 10 e 15% em relação aos montantes de GF.

As figuras seguintes apresentam os resultados das simulações realizadas para os cenários 1 e 2, para os quais foram estabelecidos limites de sazonalização tendo a GF de placa de cada usina como referência, para o cenário 1, e os montantes de GF sazonalizados para fins de lastro, no caso do cenário 2.

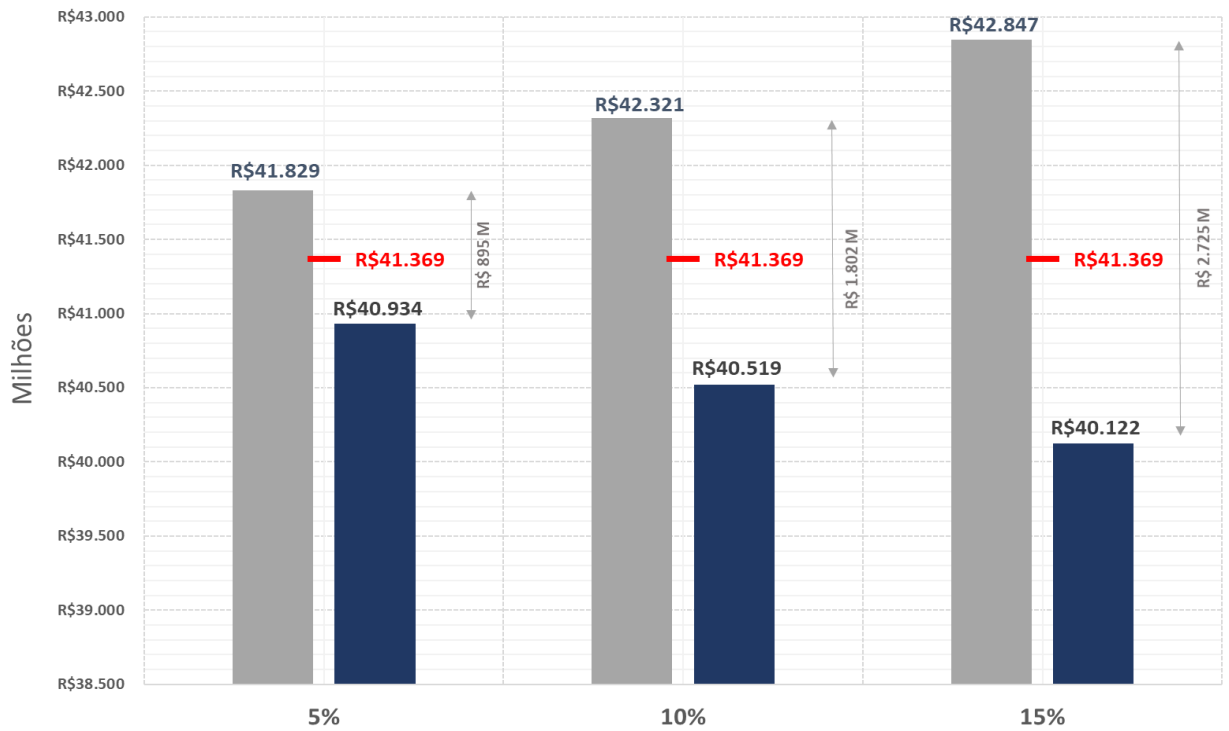


Figura 46- Resultados simulação Cenário 1

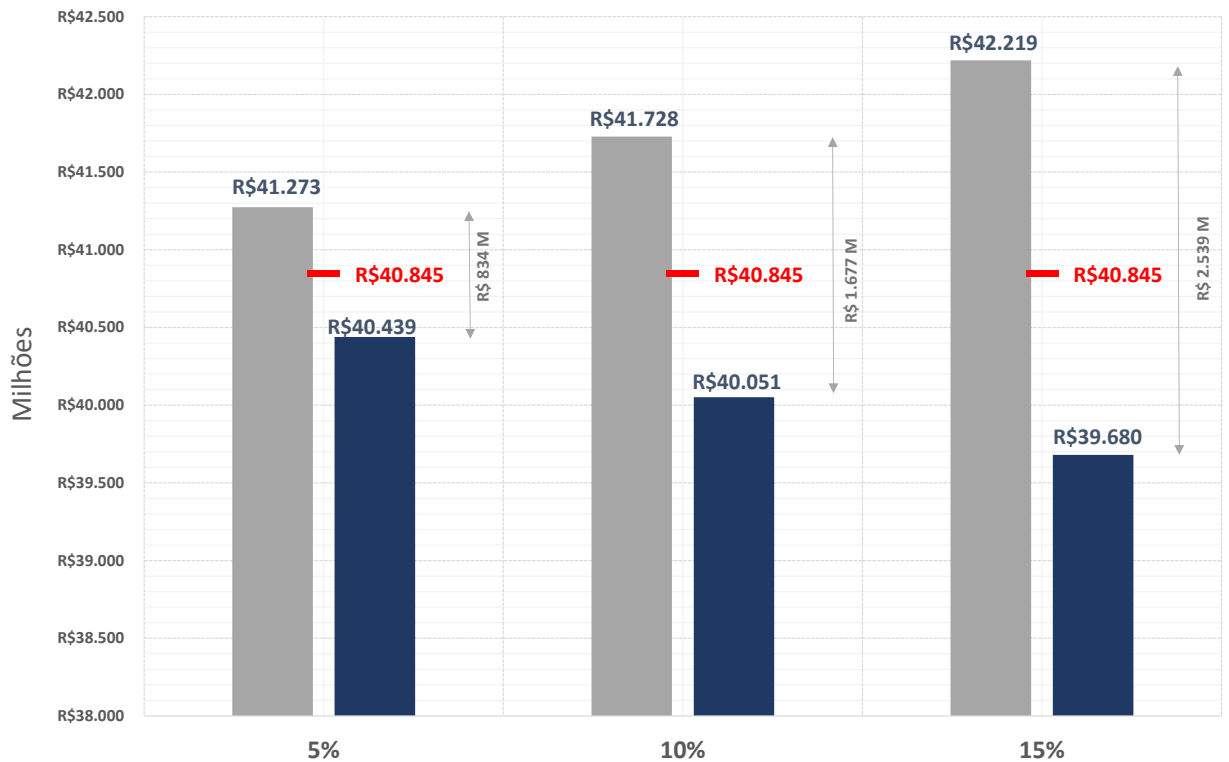


Figura 47- Resultados simulação Cenário 2

Na Figura 46 o resultado da sazonalização flat (que considera a GF de placa das usinas) está apresentado na cor vermelha. As barras cinza representam os piores resultados das exposições com os limites de sazonalização fixados, tendo sido obtidos através de simulações que geraram o processo de sazonalização que

causava os piores efeitos possíveis de exposições ao MCP aos agentes, considerando sempre a diferença entre alocação da geração como recurso e a sazonalização da GF de lastro realizada como requisito (premissa contrato de venda da mesma magnitude da GF de lastro). Em contrapartida, as barras azuis representam os melhores resultados das exposições com os limites de sazonalização fixados, tendo sido obtidos através de simulações que geraram o processo de sazonalização que causava os melhores efeitos possíveis aos agentes.

A Figura 47 apresenta os mesmos resultados para o cenário 2, considerando sazonalização única. O resultado base é mostrado em vermelho, as barras cinzas apresentam os piores resultados que teriam sido obtidos pelos agentes e as barras azuis os melhores resultados que teriam sido obtidos. A Tabela 7 Tabela 1 traz um resumo dos resultados obtidos nas simulações realizadas.

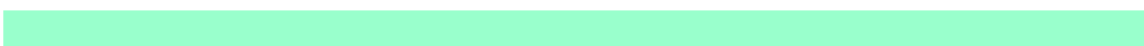
Cenários	Resultados [R\$ Bilhões]						
	0%	5%		10%		15%	
	-	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Cenário 1	41,37	40,93	41,83	40,52	42,32	40,12	42,85
Cenário 2	40,85	40,44	41,27	40,05	41,73	39,68	42,22

Tabela 7- Resumo dos resultados das simulações de limites para a Sazonalização da GF

Pelos resultados apresentados nas figuras acima e resumidos na Tabela 7, percebe-se que a introdução de limites de sazonalização podem melhorar ou piorar os cenários de exposições dos agentes em função de suas estratégias de comercialização e dos cenários hidrológicos que vierem a se concretizar no futuro.

Analiticamente percebe-se que quanto maior os limites adotados, maiores poderão ser as oscilações de exposições observadas no MRE. Estas oscilações ocorrerão em função da sazonalização da GF dos agentes e do cenário hidrológico futuro.

Para o ano de 2017, ano referência do estudo, o limite de 15% aplicado a referência Flat se mostra adequado para os submercados SE/CO, Sul e Nordeste, conforme figura abaixo:



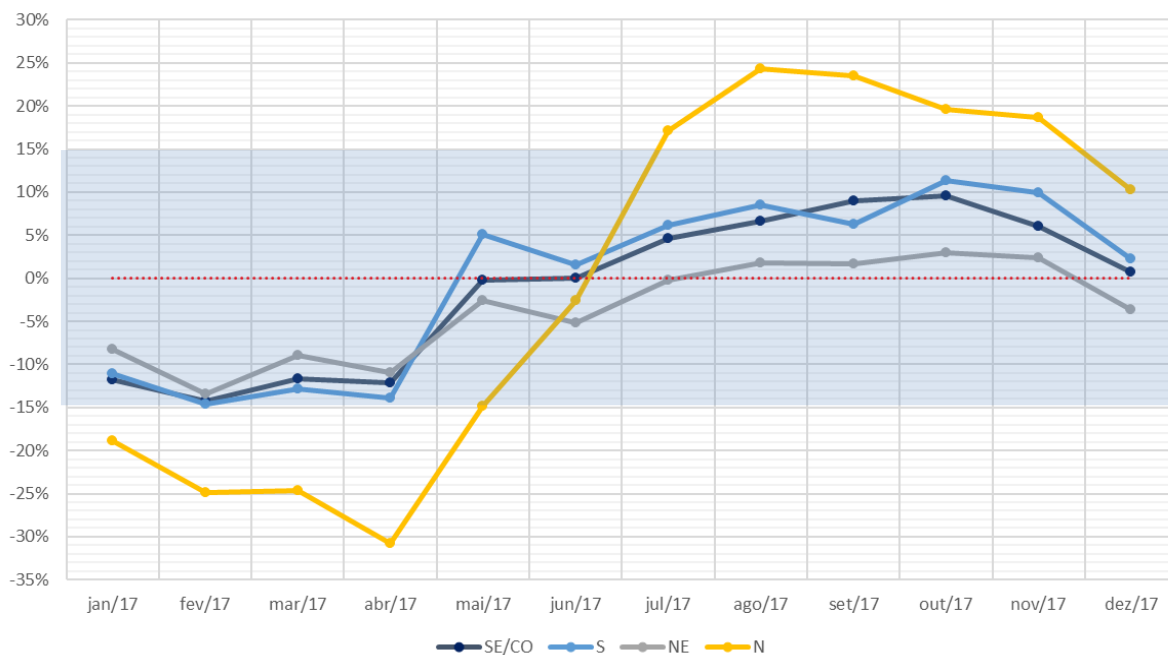


Figura 48- % de Variação da GF Sazonalizado fins MRE x Flat – ano de 2017

Portanto, com exceção do submercado Norte que apresenta disposição de limites muito dispare dos demais, a utilização de limites em 15% não alteraria os resultados verificados no ano de 2017, pelo fato dos limites observados estarem compreendidos na faixa tolerada.

A partir do exposto nos três itens relacionados ao processo de sazonalização, recomenda-se que sejam estabelecidos limites de sazonalização superior e inferior em relação à GF de placa do agente (equivalente a sazonalização flat), mantendo-se as usinas cotistas e Itaipu, e para outras usinas que o desejarem, a sazonalização da GF pelo perfil de sazonalização do conjunto das usinas do MRE.

Em adição, essa alternativa poderia ser combinada com o retorno da sazonalização única da GF, excluindo-se o atual processo de sazonalização exclusiva para fins de lastro. Entende-se que dessa forma retoma-se a vinculação da decisão de sazonalização com os compromissos contratuais, além de minimizar efeitos de estratégias comerciais agressivas por parte de alguns agentes. No entanto, os agentes continuam tendo a prerrogativa, ainda que limitada, de decidir a sazonalização de suas Garantias Físicas.

## Criação de mecanismos para incentivar a melhoria da performance do MRE

Atualmente as usinas despachadas centralizadamente têm aferição de sua performance a partir da apuração do Fator de Disponibilidade, cuja finalidade é

degradar a garantia física caso a usina não apresente performance compatível com os valores de referência de indisponibilidade utilizados na definição da Garantia Física da usina.

Todavia, não há previsão de nenhuma bonificação no caso da usina apresentar desempenho superior ao esperado, ou seja, não há incentivo para o proprietário da usina realizar investimentos dentro de seu alcance para melhorar seus índices de disponibilidade acima dos índices de referência.

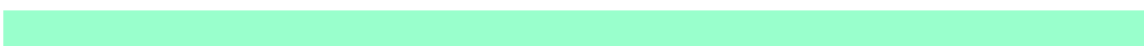
Desta forma, propõe-se a criação de uma bonificação no MRE para usinas que apresentem fatores de disponibilidade superiores aos índices de referência. Essa bonificação não impactaria o lastro para venda das usinas, porém, faria com que a usina recebesse um adicional no rateio da energia do MRE.

No entanto, considerando que uma disponibilidade maior que a de referência não necessariamente contribui para um aumento da geração (em função do regime hidrológico do rio no qual se encontra o ativo), recomenda-se que esta bonificação seja aplicada às usinas cuja geração média nos últimos 60 meses (mesma janela considerada no cálculo da disponibilidade observada) seja superior à sua garantia física.

## **Criação de mecanismos de avaliação de performance de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente**

Atualmente as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente não apresentam mecanismos de avaliação de sua performance, como ocorre com as usinas despachadas. Em adição, a revisão da garantia física destas usinas não está ocorrendo conforme o previsto, em função de decisões judiciais, e a legislação impede que estas usinas sejam excluídas do MRE em razão de performance.

Comparando a produção de energia do MRE e a Garantia Física das usinas não despachadas e não programadas centralizadamente (tipo III), com as demais usinas participante do MRE, verifica-se que o grupo de usinas tipo III apresenta desempenho abaixo das usinas despachadas nos últimos 5 anos, contribuindo para a redução do GSF.



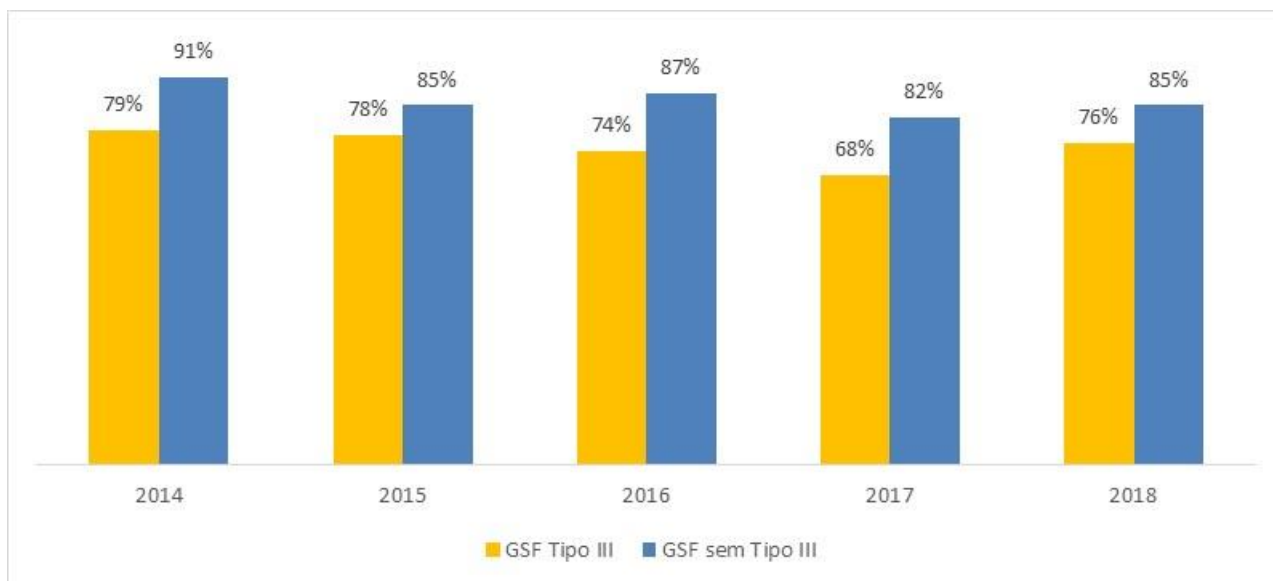


Figura 49- GSF usinas tipo III x GSF usinas despachadas

Desta forma, recomenda-se que se avalie a reintrodução de mecanismo de avaliação de performance de usinas não despachadas centralizadamente, similar ao mecanismo já existente no passado, que degradaria a Garantia Física para participação no MRE, caso a produção média dos últimos 5 anos seja inferior a Garantia Física. Vale ressaltar que esta redução não impacta a Garantia Física para fins de lastro para venda.

## Remuneração da Compensação do MRE

Desde o início da aplicação do MRE, a remuneração das cessões tem como base a Tarifa de Energia de Otimização - TEO.

Ocorre que o valor da TEO é relativamente baixo e pode não ser um incentivo suficiente para que os proprietários das usinas tomem atitudes dentro do seu alcance para aperfeiçoar a performance das usinas, por exemplo aprimorando seus processos de manutenção. O baixo valor da TEO também não traz incentivo para as usinas não despachadas aumentarem sua produção. Além disso, esse valor não recompensa comercialmente aquelas usinas que apresentam recorrentemente geração superior ao montante resultante da metodologia de definição da Garantia Física.

A proposta é estudar um aumento no valor da remuneração pela energia doada no MRE, por meio do aumento da TEO ou utilização de outro parâmetro. Uma alternativa seria a utilização do PLD mínimo para valorar as trocas de energia no MRE. Dessa forma, pode-se dizer que o mecanismo passaria a oferecer um hedge comercial aos participantes, oferecendo uma energia ao menor preço que poderia ser adquirida no Mercado.

A Figura 50 apresenta valores de simulação do ano de 2017 para o qual as trocas de energia no ambiente do MRE foram valoradas considerando-se o PLD mínimo.

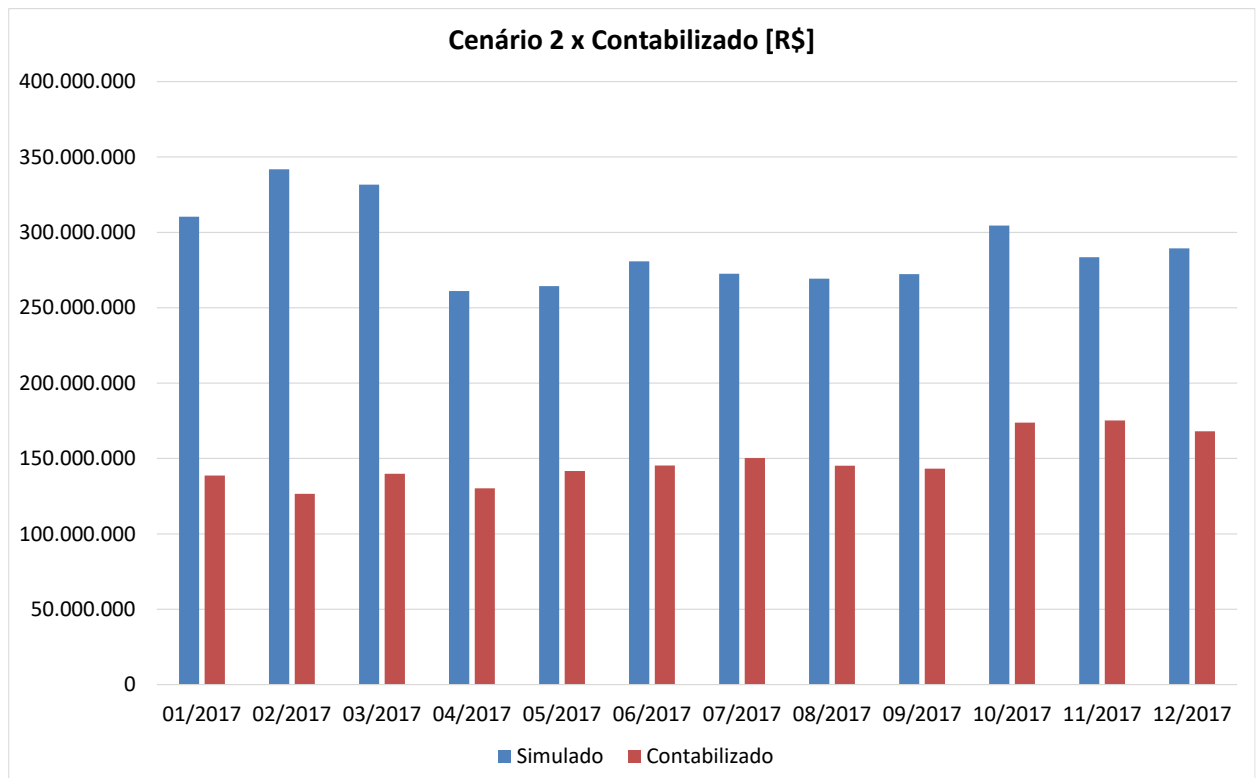
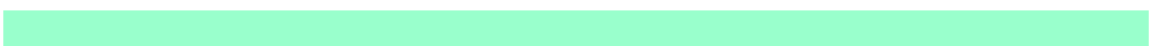


Figura 50- Compensações do MRE valoradas ao PLD mínimo

Pela Figura 50 percebe-se um volume financeiro mais significativo atrelado ao PLD mínimo em relação ao emprego da TEO, o que serve de estímulo para que os agentes busquem aprimorar a performance das usinas no mecanismo.





## **6. Proposta de mecanismo de hedge para proteção contra o risco hidrológico**

As propostas que visam o “saneamento” do MRE têm como intuito resgatar o mecanismo para seu intuito inicial de quando foi criado de ser uma ferramenta de mitigação do risco hidrológico. Todavia, o próprio risco hidrológico pode ser considerado demasiado elevado pelos proprietários de usinas participantes do MRE, visto que há uma relação inversa entre produção das hidrelétricas e o valor do PLD. Desta forma, os proprietários das hidrelétricas podem buscar elementos de hedge para se proteger desse risco.

Embora os agentes possuam a liberdade de buscar no mercado quaisquer elementos de hedge que julguem mais adequados, é factível se oferecer um mecanismo estruturado com base em elementos hoje existentes no modelo do setor elétrico brasileiro.

Uma alternativa é utilizar a contratação da energia de reserva como elemento de hedge para os geradores do MRE. Essa utilização já foi prevista na proposta de repactuação do risco hidrológico para o ACL, que não teve êxito. Na ocasião, a proposta previa a assunção por parte dos geradores hidráulicos de todas as obrigações referentes à energia de reserva, inclusive a compra de nova energia de reserva. A proposta atual, não transfere nenhuma obrigação aos geradores, apenas oferece uma alternativa financeira de proteção à exposição no MCP.

Basicamente, a proposta é realizar leilões anuais nos quais se negociam os montantes financeiros resultados da geração de energia de reserva liquidados no mercado de curto prazo. Ou seja, seriam leilões nos quais os geradores poderiam comprar os resultados previstos da liquidação da energia de reserva.

Dessa forma, os agentes geradores deveriam prever quais os montantes de energia disponíveis no MCP pela energia de reserva e os valores do PLD pelos quais estes montantes seriam liquidados. A ideia é que os geradores, por meio de seus estudos, tenham expectativa de que os montantes financeiros do MCP de reserva tenham maior valor que o inicialmente previsto e, portanto, tenham interesse em comprar esses montantes.

O mecanismo apresenta a virtude de a energia de reserva apresentar maiores volumes em momentos em que a geração hidráulica é reduzida, em função da complementaridade das fontes. Dessa forma, a proposta pode atender as necessidades dos agentes geradores.

Para os consumidores livres e as distribuidoras o benefício da proposta é gerar maior previsibilidade sobre os valores que devem ser assumidos por estes agentes referentes ao encargo de energia de reserva ao longo do ano.

Ressalta-se que esta proposta seria aplicada de forma transitória, até que a energia de reserva fosse totalmente incorporada ao lastro do sistema, conforme proposta descrita no tópico sobre o “saneamento” do MRE.

Sobre essa proposta a CCEE realizou simulações de diferentes cenários. Neste documento serão apresentados os resultados da simulação em que toda a energia de reserva do MCP é passível de ser ofertada nos certames.

Na simulação realizada tomou-se como premissa para determinação dos valores o ponto de equilíbrio entre o repasse dos recursos e o pagamento de prêmio, ou seja, a simulação retrata um cenário no qual tanto os geradores hidráulicos quanto os consumidores, usuários da energia de reserva, perceberiam os mesmos ganhos.

A Figura 51 apresenta os prêmios de risco que garantem o equilíbrio para três anos simulados.

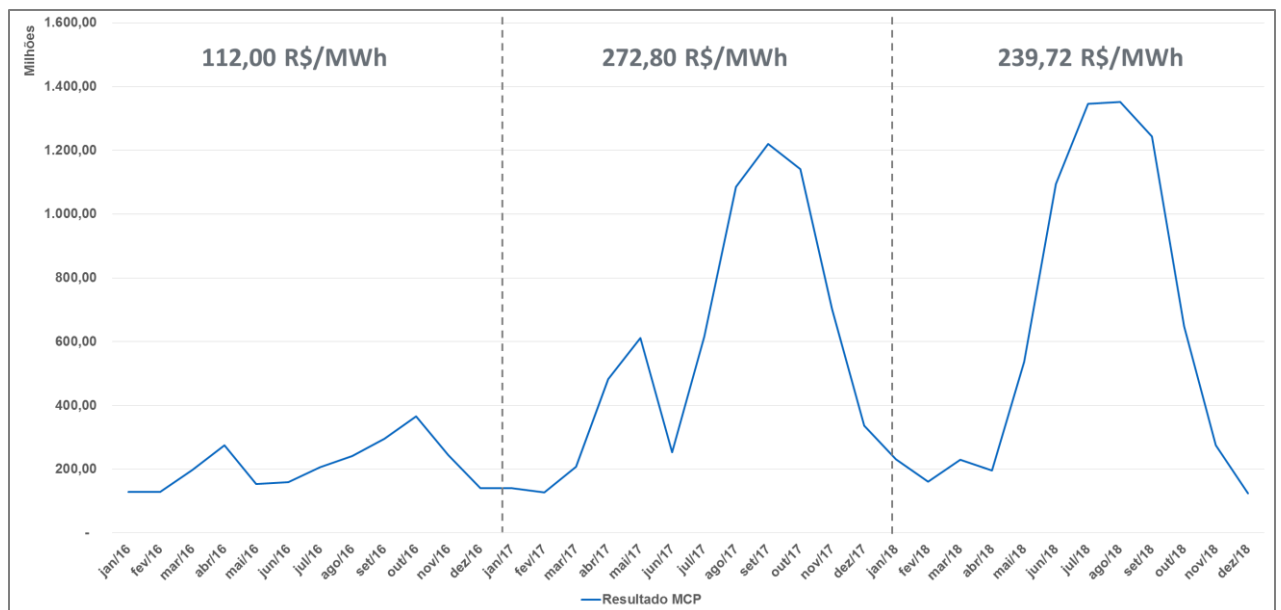


Figura 51- Prêmios de Risco da Simulação – Situação de Equilíbrio

Valores ofertados pelos geradores acima dos prêmios de risco apresentados na Figura 51 gerariam ganhos aos consumidores enquanto que valores inferiores gerariam ganhos aos geradores. Importante destacar que, mesmo nos cenários de ganhos para os geradores, os consumidores teriam o benefício de saberem antecipadamente os valores do encargo de energia de reserva.

Seriam elegíveis a participar dos leilões as usinas que não realizaram a repactuação do risco hidrológico, o que corresponde atualmente a cerca de 47% da garantia física do MRE. Considerando essas usinas, o montante atual de energia de reserva poderia oferecer uma proteção de aproximadamente 10 pontos percentuais de GSF.

## 7. Conclusão

O presente relatório tece considerações sobre o cenário atual do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, destacando sua evolução e o atual cenário marcado pelo processo de judicialização em virtude de fatores considerados exógenos ao risco hidrológico, mote que guiou sua implementação há mais de 20 anos.

As análises elaboradas contribuem para a compreensão do funcionamento, resultados e desafios associados ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Por meio de análises quantitativas e qualitativas, buscou-se questionar cada dimensão do problema, permitindo a elaboração do melhor diagnóstico para este desafio que o setor elétrico vem enfrentando, especialmente, as usinas hidrelétricas desde o ano de 2014.

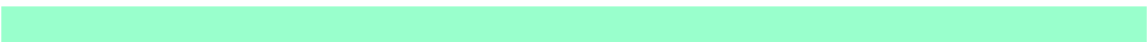
Verifica-se que hidrologia foi fator predominante para a crise atual, sendo que outras questões conjunturais poderiam ajudar a mitigar os riscos do mecanismo, porém não evitariam os prejuízos bilionários incorridos.

Embora o MRE continue cumprindo seu papel de mitigar os riscos individuais decorrentes dos regimes hidrológicos e do despacho centralizado, não tem capacidade de mitigar riscos sistêmicos, como secas prolongadas e/ou de caráter mais amplo ou redução do consumo. Além disso, o mecanismo passou a assumir os impactos de questões não relacionadas ao risco hidrológico.

Com base nas discussões e análises realizadas, a opção do grupo foi, no lugar de propor soluções disruptivas, que demandariam longos debates, apresentar um conjunto de propostas que podem ser discutidas e implementadas no curto e médio prazo. Além disso, as análises preliminares indicam que toda a regulação necessária será infra legal, ficando dentro das competências do MME e Aneel.

Os encaminhamentos propostos buscam sanear o MRE, identificando e tratando os fatores estanhos ao risco hidrológico, além de trazer aprimoramentos ao próprio mecanismo, reavaliando o processo de sazonalização da GF e inserindo mecanismos de incentivo à melhoria de performance das usinas participantes. Além disso, propõe-se a criação de mecanismo voluntário de hedge para as usinas do MRE a partir dos volumes liquidados pela energia de reserva no mercado de curto prazo.

Importante ressaltar que o tema MRE tem relação com outros temas discutidos no âmbito do GT Modernização. Dessa forma, os encaminhamentos dos demais temas podem demandar reavaliações e complementações das propostas aqui apresentadas.



## 8. Referências Bibliográficas

AVILA, P.; GRANVILLE, S.; BARROSO, L. A.; BEZERRA, B.; PEREIRA, M. V.; DOMINGUES, D.; ARAÚJO, V. V. Alocação de garantia física de usinas geradoras através do método do benefício marginal: valorização econômica do benefício de regularização a montante. In: XXII SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasília, 13-16 out. 2013.

CAMARGO, L. G. B. C. O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea. Santos: 2005. 358p. Dissertação (Bacharelado em Direito) – Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas, Universidade Católica de Santos.

CÉSAR, T. C. Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco. Rio de Janeiro: 2015. 171p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

FARIA, E. T. Aplicação de teoria dos jogos à repartição da energia firme de um sistema hidrelétrico. Rio de Janeiro: 2004. 167p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

GOULART F. MACHADO, Bruno e BHAGWAT Pradyumna. Assessment of the current regulatory framework for hydropower remuneration in Brazil. Working Paper RSCAS 2019/12 – European University- Florence School of Regulation - Robert Schuman Centre for Advanced Studies

VALENZUELA DA SILVA, Paula Andrea – Construção de um Mecanismo de Realocação de Energia de Renováveis com repartição de suas cotas baseado em Benefício Marginal considerando a volatilidade da sua produção – PUC-Rio, 2014

Acende Brasil (A Crise do GSF: Causas, Consequências e Soluções (Parte I) e A Crise do GSF: Definição de Garantia Física de novas hidrelétricas (Parte II), CanalEnergia

PSR – Esperando Godot – E uma solução para o GSF... – Energy Report, jan de 2018, Ed 133