

**Análise da Performance do MRE e seus Impactos Comerciais – Proposta de Revisão da Regulação**

**O. M. JOÃO CARLOS<sup>1</sup>**  
**THYMOS**  
**Brasil**

**M. RENATO**  
**THYMOS**  
**Brasil**

**P. THAIS**  
**THYMOS**  
**Brasil**

**S. DANIELA**  
**THYMOS**  
**Brasil**

**E. NEVES**  
**THYMOS**  
**Brasil**

**RESUMO**

O presente trabalho tem como objetivos analisar o desempenho do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), com foco no impacto do Fator de Ajuste do MRE (GSF - *Generation Scaling Factor*) nas relações comerciais das usinas participantes deste Mecanismo, além de propor novas regras de mercado para o MRE, de forma a recuperar a motivação de sua criação, que é o compartilhamento de riscos hidrológicos entre geradores hidrelétricos.

No âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), o benefício da operação coordenada sempre foi considerado significativo, em função da grande participação das hidrelétricas na matriz brasileira, distribuída em várias bacias hidrográficas e com operação em cascata. No modelo de competição, implantado desde meados da década de 90, o preço de curto prazo sempre foi atrelado ao Custo Marginal de Operação (CMO), calculado por modelos de otimização do despacho, os quais tem por objetivo preservar os benefícios da operação coordenada do Sistema.

Contudo, é importante salientar que o MRE foi planejado em um momento cuja configuração do SIN era distinta da atual. Antes, havia um amplo predomínio das hidrelétricas para atendimento à carga, complementado por um percentual mais reduzido de termelétricas. Nos últimos anos, além do aumento da participação destas, a matriz energética brasileira se diversificou com a inserção das fontes renováveis, principalmente eólica e biomassa, deslocando a geração hidrelétrica na ordem de despacho dos modelos de otimização energética. Além disso, uma sequência de períodos chuvosos abaixo da média nas principais bacias do SIN expôs que o MRE sofre não apenas com impactos conjunturais, mas também com fatores estruturais, como a mudança da matriz já comentada.

Em condições normais, caso um gerador hidrelétrico não consiga gerar toda sua energia, ele a recebe de outros geradores via MRE, aliviando sua exposição. Entretanto, caso o somatório da geração do MRE seja menor que a Garantia Física total das usinas participantes do Mecanismo, surge um redutor da garantia física, o GSF, o qual é calculado pela divisão entre geração e garantia física do MRE.

---

<sup>1</sup> jmello@thymosenergia.com

**XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING****SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL**

Importante comentar que a garantia física de qualquer usina hidrelétrica é calculada com riscos implícitos de atendimento à demanda pelos mesmos modelos computacionais utilizados no planejamento e operação do SIN. A proposta deste trabalho é avaliar o “GSF Implícito” no cálculo da garantia física das UHEs do MRE como limite de referência nas regras de mercado.

O conceito de um “GSF Implícito” é justo na medida em que a garantia física é concedida pelo poder concedente e se torna o “lastro” para comercialização dos agentes hidrelétricos – assim, percebesse que os riscos da garantia física devem ser definidos juntamente com o seu cálculo.

**KEYWORDS**

Geração Hidrelétrica, GSF, Garantia Física, MRE, Risco Hidrológico.

**1. INTRODUÇÃO**

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) conta com uma vasta experiência na operação coordenada centralizada. O benefício da operação coordenada sempre foi considerado significativo devido à uma grande participação das hidrelétricas na matriz brasileira, distribuída em várias bacias hidrográficas e com operação em cascata.

No modelo de competição, implantado desde de meados da década de 90, o preço de curto prazo sempre foi atrelado ao Custo Marginal de Operação (CMO) calculado por modelos de otimização do despacho, que buscam preservar os benefícios da operação coordenada.

O ONS foi criado como responsável pela otimização da operação e coordena a entrega física do mercado para todos os usuários – o perfil do despacho das usinas deve seguir as orientações do operador.

A manutenção dos benefícios da operação centralizada no novo modelo de negócio só foi possível graças a desagregação de funções:

- MME define um certificado como lastro comercial (Garantia física - GF) para todos os geradores, desassociada da operação otimizado em tempo real. A GF é calculada com um risco implícito de atendimento da demanda do sistema com base na otimização do planejamento e operação do SIN.
- Os agentes de mercado possuem um “acordo de mercado do MAE” de 1998, que foi regulamentado pelas regras de mercado, e para mitigação do “risco hidrológico” dos hidrelétricos foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para troca de posições de sobras e déficits, visando manter a sua GF preservada independentemente do despacho determinativo do ONS.
- A GF é definida como o lastro comercial para todos os projetos de geração em toda a negociação de seus contratos no mercado bilateral – ACR e ACL.
- No mercado de energia brasileiro contratos de energia bilateral são hedges financeiros contra a exposição ao preço de curto prazo e não implicam qualquer compromisso com a entrega física de energia.

**XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**
**SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL**

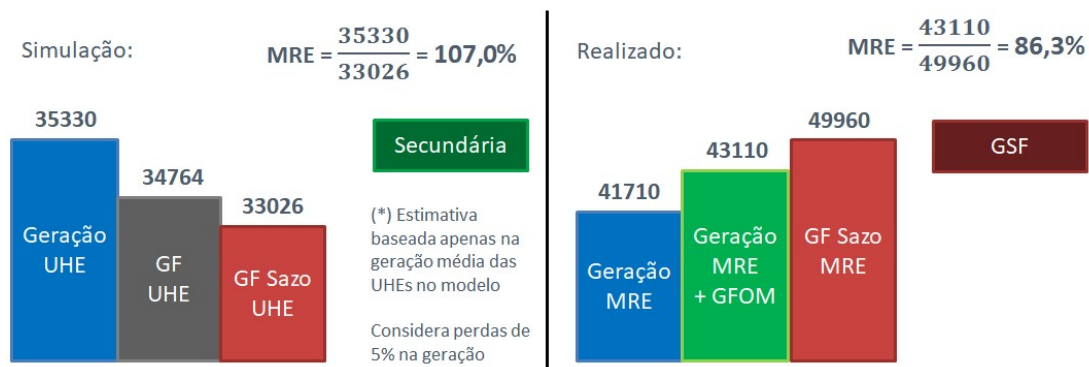
- A cobertura dos contratos de venda dos geradores hidrelétricos e da sua medição em tempo real, aplicado o MRE, é monitorada pela CCEE e as diferenças são liquidadas ao PLD.

O “Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)” é um mecanismo criado para compartilhar os riscos financeiros de venda de energia a longo prazo (mitigação do risco hidrológico) [1]. Participam todas hidro acima > 50 MW e os demais podem escolher se aderem ou não. Seu objetivo é garantir que todos os geradores do sistema recebam seus níveis de GF, independentemente de seus níveis reais de produção, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo da GF total do Sistema. Para tanto, o MRE transfere (realoca) energia dos geradores que produziram excedentes para aqueles que geraram abaixo.

Existe energia secundária no Sistema quando toda energia produzida pelos geradores do MRE for superior a soma de seus níveis de GF. Contudo, quando toda a energia produzida pelos geradores do MRE for inferior à soma de seus níveis de GF, então a GF de cada gerador é ajustada na CCEE por um fator de redução (GSF).

Na ocorrência de  $GSF < 1$  o lastro da usina hidrelétrica é reduzido na proporção do GSF, e dependendo dos seus compromissos contratuais pode haver exposição no mercado de curto prazo ao PLD.

Contudo, é importante frisar que o MRE foi planejado em um momento cuja configuração do SIN era distinta da atual. Antes, havia um amplo predomínio das hidrelétricas para atendimento à carga, complementado por um percentual mais reduzido de termelétricas. Nos últimos anos, além do aumento da participação das térmicas, a matriz energética brasileira se diversificou com a inserção das fontes renováveis, principalmente eólica e biomassa, deslocando a geração hidrelétrica na ordem de despacho dos modelos de otimização energética. Para ilustrar essa diferença de percepção do comportamento do MRE em relação à mudança da matriz, foi realizada uma simulação utilizando o deck do NEWAVE de Agosto/2016, com a oferta de usinas e a carga do sistema de Agosto/2001. O efeito da geração térmica por segurança energética foi isolado para comparação entre caso simulado e dados realizados (geração por segurança energética fora da ordem de mérito: 1400 MWm). O perfil de sazonalização do MRE em Agosto/2001 foi de 95%. Os resultados são ilustrados na Figura 1 a seguir (valores em MW médios):


**Figura 1 – Impactos da mudança na matriz energética no MRE**

## XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING

SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL

Pode-se verificar que, com o parque e carga disponíveis em 2001, o GSF do sistema seria positivo, já que a geração das usinas hidrelétricas se situaria acima de sua garantia física sazonalizada. Contudo, os dados realizados mostram que, com uma maior participação de outras fontes de energia na geração de energia, mesmo com uma garantia física maior, houve um deslocamento da geração hidrelétrica em detrimento de outras fontes. Certamente que as condições hidrológicas de 2016 também influenciaram tal resultado, mas é importante frisar que, mesmo que para o atendimento energético a diversificação de fontes seja desejável e bem-vinda, há um impacto no MRE em função do deslocamento hidrelétrico.

## 2. RISCOS DO MRE

O risco de não ser atendido pelo MRE ocorre quando todo o somatório da geração do MRE é menor do que a garantia física total do sistema. Neste caso aparece um redutor da GF em cada usina do MRE chamado GSF (generator scaling factor):

$$\text{se } [\sum GH_i]_{i \in MRE} < [\sum GF_i]_{i \in MRE} \text{ então } GSF = [\sum GH_i / \sum GF_i]_{i \in MRE} \quad (1)$$

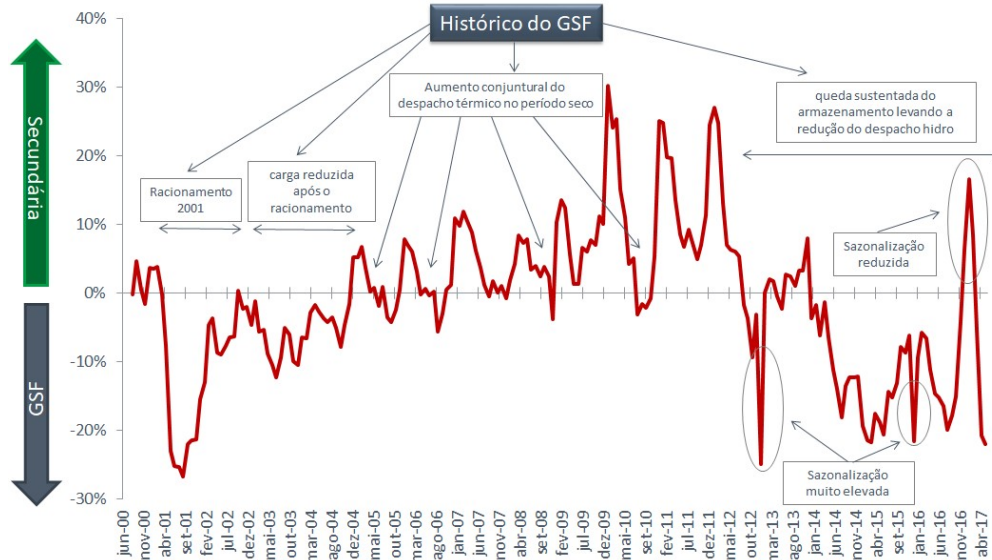
O GSF aparece nas situações em que a geração hidrelétrica como um todo está mais reduzida devido à algumas razões:

- Hidrologia adversa por um período longo, o que reduz o armazenamento e implica em economizar o volume armazenado para manter a segurança futura do sistema despachando outras fontes.
- Desequilíbrio da oferta e da demanda devido a problemas estruturais, tais como atraso de obras de transmissão e geração, expansão estrutural da oferta planejada de forma inconsistente, crescimento mais acelerado da demanda, dentre outros.
- Práticas reais de operação, alterações na matriz e evoluções no mercado não previstas na confecção da GF.
- Distorções no total da GF do MRE, tais como: falta de revisão e sazonalização acentuada.

Recentemente, foram notados desequilíbrios assimétricos e perversos no MRE, já que o GSF usualmente ocorre nas situações de desequilíbrio da oferta & demanda em que o PLD se encontra alto e a energia secundária com sobra de oferta e PLD baixo. Na Figura 2 é ilustrado o comportamento histórico do MRE e GSF:

## XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING

SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL



**Figura 2 – Evolução da capacidade de armazenamento por subsistema (a) e autonomia dos reservatórios (b).**

Os principais pontos dessa figura podem ser descritos como segue:

- Racionamento 2001
  - A redução obrigatória da carga foi acompanhada da redução na geração hidrelétrica causando GSF durante aquele período.
  - As regras dos contratos iniciais não previam este ajuste no racionamento, o que originou a possibilidade de “recompra” pelos geradores – situação resolvida no “acordão” do mercado e como “lição aprendida” os contratos atuais são ajustados durante o racionamento.
- Carga Reduzida após Racionamento
  - O mercado após o racionamento ficou menor e o sistema ficou com um balanço oferta & demanda muito favorável – o despacho hidrelétrico ficou menor que a GF total.
  - Padrão atípico - ocorrência de GSF com PLD baixo.
- Aumento conjuntural do despacho térmico no período seco
  - O aumento do despacho térmico ocorre em alguns momentos ocasionando um GSF passageiro.
- Queda sustentada do armazenamento levando à redução do despacho hidro
  - Desde 2012 existe uma queda acentuada do armazenamento do SIN, o que leva o ONS a trabalhar com um padrão reduzido do despacho hidrelétrico e aumentar muito o despacho térmico.

A redução da geração nas usinas do MRE em valores menores que a GF de todo o conjunto provoca o GSF.

**XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING****SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL**

A insuficiência de lastro provocada pelo GSF pode provocar duas situações distintas nos geradores do MRE que depende do volume de vendas da sua GF:

- Ausência de cobertura contratual, quando a GF alocada, após o MRE e com efeito do GSF, é menor que a soma de seus contratos de venda
  - Isto cria uma exposição negativa no mercado de curto prazo que é valorada ao PLD
  - O gerador pode ainda ter contratos com terceiros para cobrir esta exposição, porém ainda assim é uma despesa adicional
- Redução da perspectiva de resultados com a venda de energia no curto prazo
  - O gerador pode manter uma margem para negociação no curto prazo - proteção contra o GSF e/ou venda em contratos de menor prazo
  - Perda de receita valorada ao PLD

Desse modo, é possível observar que o PLD possui uma grande influência nos efeitos do GSF nos geradores do MRE.

**3. FRAGILIDADE DA MATRIZ – ENERGIA DE RESERVA**

A fragilidade da matriz com a contratação de novas fontes intermitentes e a insegurança com a real garantia física das hidrelétricas fez com que em 2008 fosse ativada uma nova contratação para o SIN (ACL e ACR) – a Energia de Reserva, cuja regulamentação é dada pela Lei nº 10.848/04 (§3º do art. 3º) e Lei nº 11.488/07. O Decreto nº 6.353/08 regulamenta a contratação da Energia de Reserva.

A “Energia de Reserva” é uma nova modalidade que aumenta a segurança do sistema. Por outro lado, quando despachada pode deslocar o MRE criando situações de GSF, já que as fontes contratadas como Reserva possuem prioridade no despacho (eólicas, solares, biomassa e no futuro nuclear). É importante frisar que, quando da concepção do MRE, e até mesmo para os cálculos das garantias físicas das usinas, não foi considerado esse tipo de energia.

Os efeitos provocados pela energia de reserva na performance do MRE não são “riscos hidrológicos” - a neutralidade para os geradores do MRE deve ser garantida.

Ademais, a falta de sincronia do sistema planejado com o sistema que está sendo operado e os desvios verificados na operação em tempo real afetam o princípio da “otimalidade contínua” do sistema, que foi a base da definição da GF de todos os empreendimentos. A garantia física é concedida aos novos investidores de concessões com base na previsão de expansão do sistema (oferta & demanda) anos à frente.

A operação num sistema diferente daquele planejado no cálculo da garantia física não garante as premissas de sua concepção, ou seja, risco menor ou igual a < 5% e igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME).

A geração hidrelétrica não controla o uso de seus reservatórios, que devem ser otimizados pelo despacho central. A obrigação formal do setor elétrico em garantir o equilíbrio estrutural é a única proteção do investidor prudente e criterioso contra impactos muito significativos na sua receita e no equilíbrio econômico-financeiro da concessão.



**XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**

**SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL**

O GSF está promovendo fortes impactos nas receitas dos geradores sem que suas causas sejam aquelas projetadas – existem outras causas além do efeito conjuntural ocasionado por riscos hidrológicos.

A seguir, será apresentada a alternativa aventada no presente trabalho para lidar com o problema do GSF no Sistema Interligado Nacional, baseada no fato de que a garantia física é calculada com critérios de risco que são bastante diversos daqueles que se verificam atualmente na prática, na operação real do citado sistema.

#### **4. CÁLCULO DO GSF IMPLÍCITO DO SISTEMA**

A GF de qualquer usina hidrelétrica é calculada com riscos implícitos de atendimento à demanda pelos mesmos modelos computacionais utilizados no planejamento e operação do SIN. Os modelos “simulam” uma política de operação que busca otimizar o custo da operação limitando a qualidade da operação a um determinado critério (risco < 5% ou CMO = CME).

O lastro da garantia física repercute esta condição de operação otimizada ao investidor como o volume “seguro” de comercialização de sua energia no longo prazo. Isto procura impedir que existam “vendas acima das suas capacidades seguras de entrega” e o comprador não compre energia que não existe. Pela mesma razão, o oposto também ocorre, dado que a simulação nos modelos considera que nos piores cenários de hidrologia, o lastro será reduzido pela redução da capacidade de produção em função da segurança do SIN até o momento que será efetuado o corte de carga (“acionamento”), que para o SIN é uma operação mais econômica – “base custo do déficit”.

A redução da garantia física com a aplicação do GSF na “vida real” está muito associada com a qualidade do armazenamento, e por consequência da segurança do SIN. Até onde se considerou no cálculo da garantia física esta redução sem que fosse feito o corte de carga? Como a operação utiliza o critério de risco “zero” e a garantia física planejada até um limite (risco < 5% ou CMO = CME), fica a seguinte pergunta no ar – até onde é “responsabilidade” do investidor da hidrelétrica por esta falta de sincronia?

Com base no exposto até aqui, apresentamos a proposta de solução para a questão do GSF, a qual consiste em avaliar o “GSF Implícito” no cálculo da garantia física das UHEs do MRE como limite de referência nas regras do mercado. O conceito de um “GSF Implícito” é justo na medida em que a GF é concedida pelo poder concedente e se torna o “lastro” para comercialização dos agentes hidrelétricos – os riscos da garantia física devem ser definidos junto com o seu cálculo.

Os principais desdobramentos da presente proposta são:

- Os efeitos “exógenos” de operação e planejamento que causam GSF estariam blindados.
- O operador e planejador fariam os seus melhores esforços frente a realidade e evolução do sistema sem causar interferências na performance do MRE.
- Os geradores hidrelétricos poderão fazer sua gestão de riscos conhecendo os limites da sua garantia física no MRE.
- Os efeitos da sazonalização deverão estar blindados de forma para efeito do “GSF Implícito” a base seria uma sazonalização “flat”.

## XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING

SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL

- As diferenças no MCP devido a limitação com o “GSF Implícito” vão para um encargo a ser pago pelo consumo, de forma similar ao definido na regulação da blindagem da geração térmica fora da ordem de mérito por motivo de segurança energética na Resolução ANEEL 764/17.

#### 4.1. CONCEITO DE CARGA CRÍTICA DO SISTEMA

A carga crítica líquida do sistema é a máxima oferta global de energia (hidráulica e térmica descontando as demais fontes) que pode ser atendida considerando o critério de convergência, CMO = CME e riscos de suprimento, estabelecido pela regulamentação em vigor. A carga crítica representa a soma das garantias físicas das usinas hidrelétricas e termelétricas do sistema, posteriormente divididas entre blocos hidráulico e térmico e depois entre as usinas.

A garantia física definida por usina considera o sistema em equilíbrio, representado pelo critério CMO = CME. É o ponto em que a configuração do sistema analisado está em equilíbrio economicamente - o sistema não está nem subdimensionado nem superdimensionado.

Como todo consumo precisa estar lastreado em contratos de garantia física, a metodologia da carga crítica garante ao sistema o total de garantia física necessário para estar em equilíbrio econômico. O consumo superar esse total é uma sinalização para a expansão (na prática, a sinalização é dada antes do consumo superar o total de garantia física já que a expansão tem que ser planejada alguns anos antes e sob diversas incertezas).

A Carga Crítica Líquida (carga crítica total subtraída da geração das usinas não despachadas centralizadamente, input determinístico do modelo) do SIN obtida da simulação do modelo NEWAVE é dividida proporcionalmente em Bloco Hidráulico (BH) e Bloco Térmico (BT). O BH é calculado como um rateio da carga crítica entre a geração hidráulica e térmica ponderada pelo CMO como apresentado a seguir [2]:

$$BH = CARGA\ CRITICA * FH$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^5 \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) * cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^5 \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) + gt(i, j, k, s)] * cmo(i, j, k, s)} \quad (2)$$

O BH é então dividido pró-rata pela energia firme de cada usina, que é calculada por simulação no período crítico do sistema brasileiro (junho de 1949 a novembro de 1956) – pior caso. É interessante notar que o bloco hidráulico na verdade é uma aproximação do “Bloco de Energia do MRE” calculado nos anos posteriores com o risco de 5%. A diferença é que o BH é o valor calculado que não entram as PCHs e o Bloco MRE é um somatório de vários valores de GF já existentes. Esta hipótese é válida na medida que o sistema está periodicamente sendo otimizado na sua operação com o mesmo modelo computacional e com indicação para sua expansão.

Uma avaliação do risco GSF implícito no cálculo da GF pode ser obtida com a verificação nas 2000 simulações do perfil de despacho térmico frente ao despacho hidrelétrico comparado com o “Bloco do MRE”.



## **4.2. ESTUDO DE CASO – REVISÃO DA GARANTIA FÍSICA E MRE**

O valor de ajuste do MRE (GSF) é calculado através da divisão entre geração total das usinas participantes do mecanismo e garantia física total do MRE. A garantia física, como visto anteriormente, é definida considerando o sistema em equilíbrio. Foi analisado como estudo de caso, as séries de geração do sistema em equilíbrio, que garantiriam um resultado sustentável do MRE ao longo dos anos.

Para isso, o caso escolhido para análise é a Revisão Ordinária de Garantia Física das UHEs publicada em abril de 2017 [2]. O caso de referência do NEWAVE desta revisão resulta em 2.000 cenários de hidrologia com um período de 5 anos. Portanto, há 10.000 valores de geração média anual das usinas hidrelétricas no SIN, abrangendo diversos cenários de hidrologia possíveis. A configuração do caso é estática (sem variação de oferta ou demanda nos 5 anos).

Foram retiradas da análise as séries (33 séries dentre as 2000) que apresentaram déficit de energia pois, como não há déficit preventivo (função de custo de déficit de 1 patamar), essas séries representam situações de racionamento, quando os efeitos do GSF são reajustados.

A análise consiste em calcular o valor de ajuste do MRE para cada possível caso. Apenas UHEs são consideradas nessa análise: tanto a geração esperada das PCHs como a garantia física das mesmas são excluídas da equação. Apesar do bloco hidráulico totalizar 54.582 MW (garantia física teórica total das UHEs), utilizou-se no cálculo o valor final da revisão ordinária: 56.286 MW.

Limitações impostas pela regulação impediram que se chegasse no valor teórico de equilíbrio (redução da garantia física limitada em 5% por revisão e a não participação das novas usinas do sistema no processo). Desse modo, é importante frisar que este cálculo nos dará o risco “GSF Implícito” na definição da garantia física das UHEs.

## **5. PERFORMANCE DO MRE**

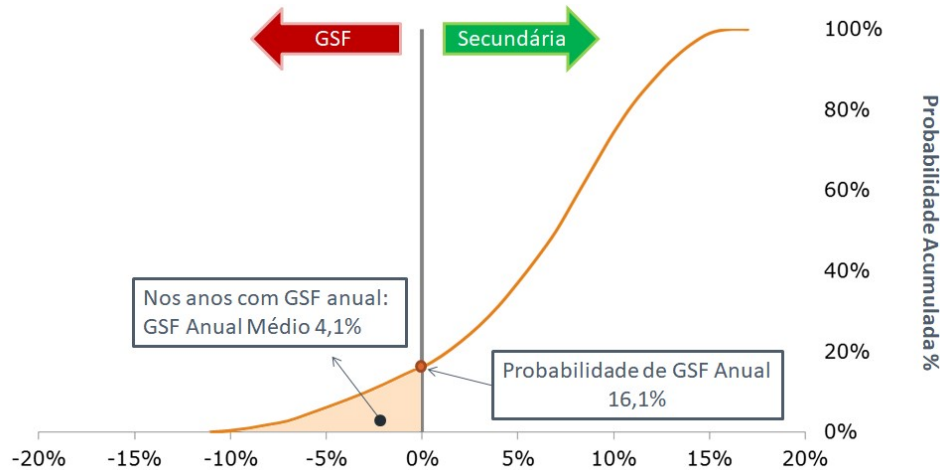
Observando a análise anual da performance do MRE no deck da revisão ordinárias das garantias físicas, podemos observar no gráfico a seguir a probabilidade de haver GSF na média anual (analisando as séries selecionadas na simulação da Revisão de Garantia Física) no sistema em equilíbrio, conforme ilustra a Figura 3.

A nova garantia física foi calculada na revisão com um risco explícito máximo de 5% nos sistemas regionais Sul/Sudeste e Norte/Nordeste. Utilizando as premissas e dados oficiais do cálculo da garantia física, é possível definir o “risco hidrológico” implícito, ou seja, o padrão do GSF, na definição da garantia física de cada empreendimento. A performance do MRE no cálculo da nova demonstra que a ocorrência do GSF Anual alcança valores entre 0% e 10%: Probabilidade de Ocorrência de GSF Anual igual a 16,1% e GSF Anual Médio igual a 4,1%.

Uma observação importante para ser feita é a de que, na realidade do GSF tem sido bem maior que estes valores anuais que estão implícitos no cálculo da nova garantia física, indicando que a presente proposta possui uma grande atratividade para os geradores hidrelétricos.

**XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**

SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL


**Figure 3 – Análise anual da performance do MRE.**

## 5. CONCLUSÕES

Em relação aos geradores hidrelétricos, a garantia física concedida a cada um deles é calculada considerando cenários de GSF muito diferentes dos verificados atualmente. Existem vários fatores para os percentuais de GSF estarem mais negativos: deslocamento da geração pela energia de reserva, geração fora da ordem de mérito, despacho definido pelo operador diferente do indicado pelo modelo, além da recente crise hídrica na qual o país ainda está situado. Alguns desses fatores são alheios ao modelo de negócios das hidrelétricas, sendo justo, portanto, que esses geradores não assumam os prejuízos sozinhos.

Pensando na solução pelo lado dos consumidores pode-se verificar que eles serão beneficiados de diferentes formas, pelos fatores indicados no decorrer deste trabalho, dentre os quais podemos destacar:

- A operação mais avessa ao risco aumenta o nível de segurança do sistema, evitando o déficit de energia.
- A inserção das usinas renováveis confere à matriz energética uma geração limpa e de custo variável unitário nulo.
- Um superdimensionamento da garantia física das hidrelétricas que resulta em valores muito negativos de GSF significa, acima de tudo, mais lastro ao sistema. Como todo consumo tem que estar lastreado em contratos de energia e/ou garantia física, os consumidores estão sendo beneficiados pelo excesso de garantia física das usinas do MRE, por meio de preços de contratos de energia mais baratos.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] “Mecanismo de Realocação de Energia – Versão 20181.0”, CCEE - janeiro 2018. Disponível em [https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_076159](https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076159).
- [2] “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN”, MME/EPE, abril 2017.

## DADOS BIOGRÁFICOS

O. M. JOÃO CARLOS – Dr. João Carlos de Oliveira Mello recebeu os títulos de Engenheiro, Mestre em Ciências e Doutor em Ciências, todos em Engenharia Elétrica, na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC/RJ) em 1983, 1988 e 1994 respectivamente. De 1982 a 1989, trabalhou para Monasa Consultoria e Engenharia e na Themag, grandes empresas de consultoria brasileiras. De 1989 a 2000 trabalhou para CEPEL, o Centro Brasileiro de Pesquisas de Energia Elétrica, com o desenvolvimento de modelos computacionais em energia elétrica neste centro de pesquisa. Dr. Mello também participou em diversas atividades relacionadas ao Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), em meados de 90. Em 2000 tornou-se sócio da Andrade & Canellas, empresa a qual presidiu e atuou até 2013, quando fundou a Thymos Energia. É autor e co-autor de mais de 100 artigos escritos para as sociedades nacionais e internacionais, tais como CIGRÉ e IEEE Power Engineering. Participou também de arbitragens internacionais em Paris e em Londres, assim como outras nacionais. É Presidente da Thymos Energia e coordenador do grupo C5 do Cigré.

M. RENATO – é Engenheiro Eletricista, com ênfase em Sistemas de Energia, formado pela UNESP-Bauru em 1999, e Mestre em Engenharia Elétrica pela USP de São Carlos em 2003. Atua no mercado de energia brasileiro desde 2001, tendo assumido posições técnicas e de gestão em grandes empresas do setor, como Duke Energy, AES Eletropaulo e Brookfield Renewable Energy Partners. É Consultor Sênior e sócio da Thymos Energia.

P. THAIS – Thais Prandini é formada em Engenharia de Produção com especialização em Operador de Mercado Financeiro e MBA Executivo em Finanças. Possui vasta experiência como consultora na área de viabilidade econômica e financeira de projetos e planejamento estratégico para contratação de energia. É Diretora Executiva e sócia da Thymos Energia.

S. DANIELA – Daniela Florência de Souza é Engenheira Eletricista pela Universidade de Pernambuco e Especialista em Sistema de Transmissão em 2004 pela Universidade Federal de Itajubá. Atua no mercado de energia brasileiro desde 2000, tendo assumido posições técnicas e de gestão em grandes empresas do setor, como EPE e ONS. É Consultora Sênior e sócia da Thymos Energia.

E. NEVES – Evelina Neves formou-se em Engenharia Elétrica, ênfase em Eletrônica e Telecomunicações, e recebeu os graus de Mestre em Engenharia Elétrica e Doutora em Física Computacional pela Universidade de São Paulo em 1995 e 2000, respectivamente, e MBA em Regulação de Mercados em 2016. Foi coordenadora da assessoria técnica e econômica do conselho da CCEE. É Consultora Sênior e sócia da Thymos Energia.