



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

ANÁLISE DA PERFORMANCE DO MRE E SEUS IMPACTOS COMERCIAIS – PROPOSTA DE REVISÃO DA REGULAÇÃO

**JOÃO CARLOS MELLO (1); LEONARDO CALABRÓ (1); VINÍCIUS R. DAVID (1); DANIELA SOUZA (1); LUIZ LAÉRCIO S. MACHADO Jr. (2); RENATO MENDES (3)
THYMOS ENERGIA (1); FURNAS (2); (3) DESTTRA**

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. A proposta é aferir 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.

PALAVRAS-CHAVE

Regras de Mercado, MRE, Risco Hidrológico, Proposta de Regulação.

1.0 - INTRODUÇÃO

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 a 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, o qual tem por objetivo preservar os benefícios da operação coordenada do SIN.

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 de “custo marginal zero”, 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 acentuou 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. Diversos fatores exógenos ao chamado risco hidrológico alteraram o equilíbrio do MRE nos últimos anos, e a degradação muito o desempenho do mecanismo, levando os geradores a recorrer a medidas judiciais para “estancar a sangria” nos resultados das empresas.

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.

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

A proposta deste trabalho, tendo sido elaborado junto com os geradores hidrelétricos do MRE, é calcular um limite de referência nas regras de mercado para os riscos hidrológicos. Sendo assim, a proposta volta aos conceitos primordiais do cálculo da Garantia Física (GF) das UHEs do MRE e define o conceito de um “GSF Implícito” que está incluso na definição da GF. Como desdobramentos da metodologia proposta, espera-se que: (i) ocorra a blindagem dos efeitos “exógenos” de operação e planejamento que causam GSF; (ii) o operador e planejador fariam os seus melhores esforços frente à realidade e evolução do sistema sem causar interferências na performance do MRE; (iii) os geradores hidrelétricos poderão fazer sua gestão de riscos conhecendo os limites da sua garantia física no MRE; (iv) os efeitos da sazonalização deverão estar blindados, de forma que, para efeito do “GSF Implícito” a base seria uma sazonalização “flat”; (v) as diferenças no MCP devido à limitação com o “GSF Implícito” vão para um encargo a ser pago pelo consumo, de forma similar ao definido na regulação da blindagem do GFOM na Resolução ANEEL 764/17.

2.0 - DIAGNÓSTICO DO PROBLEMA

O “Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)” é um mecanismo criado para compartilhar os riscos financeiros de venda de energia no longo prazo com a mitigação do risco hidrológico. O objetivo do MRE sempre foi garantir que todos os geradores hidrelétricos do sistema recebessem seus níveis de GF, independentemente de seus níveis reais de produção, desde que a geração total do MRE não estivesse abaixo da GF total do Sistema. Sendo que para isso, o MRE transfere (realoca) energia dos geradores que produziram excedentes para aqueles que geraram abaixo da sua GF. Existe a energia secundária no sistema quando toda energia produzida pelos geradores do MRE for superior à soma de seus níveis de GF. 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). O problema na ocorrência de GSF sempre foi conhecido pelos agentes, 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.

O fato é que diversos fatores que não só aqueles considerados no cálculo da GF das usinas hidrelétricas estão afetando bastante o desempenho do MRE nos últimos anos. Existem regulamentações específicas para cálculo da GF, e em nenhuma delas se incorporam os fatores e incertezas que o desempenho do MRE está sofrendo nos últimos anos. A geração hidrelétrica no sistema brasileiro 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. 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.

Uma análise particular das causas do GSF de forma muito sintética é apresentada na Figura 1. Notar que, nos últimos anos o problema mudou de rumo e necessita um diagnóstico mais profundo para entender as suas causas.

Numa forma objetiva de valorar o impacto do GSF nos agentes do MRE, a exposição destes agentes pode ser valorada diretamente pelo PLD mensal, de acordo com os montantes de GSF ou energia secundária do referido mês.

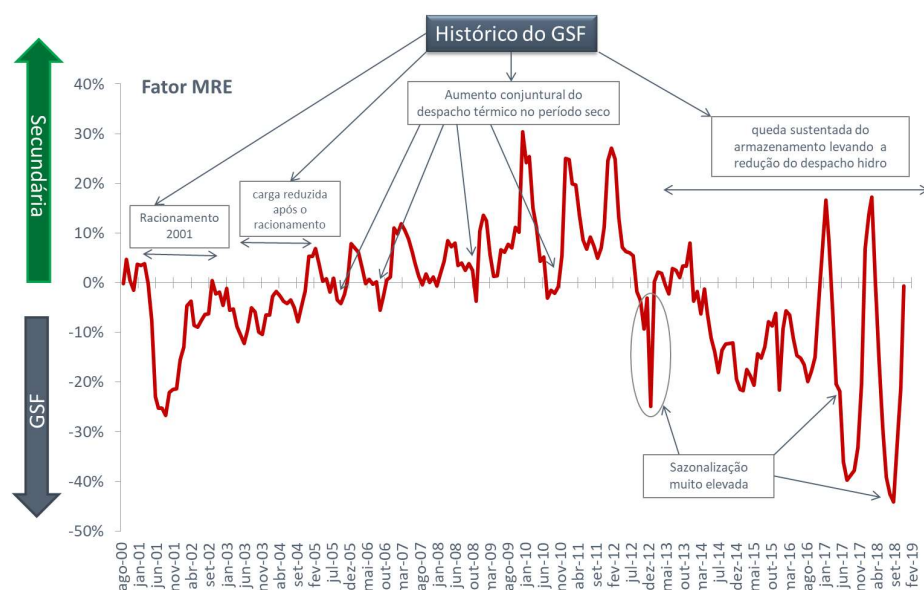


Figura 1– Comportamento Histórico do MRE e GSF – 2000 a 2019

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

Notar que, a insuficiência de lastro provocada pelo GSF pode provocar duas situações distintas nos geradores do MRE, que depende do volume de vendas em relação a sua GF: (i) 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, o que cria uma exposição negativa no mercado de curto prazo (MCP) para o gerador que é valorada ao PLD, ou o gerador pode ainda ter contratos com terceiros para cobrir esta exposição, porém, ainda assim, é uma despesa adicional com potencial relação com o PLD; (ii) redução da perspectiva de resultados com a venda de energia no curto prazo, na qual o gerador pode manter uma margem para negociação no curto prazo - proteção contra o GSF e/ou venda em contratos de menor prazo, o que resulta numa perda de receita valorada ao PLD. Sendo assim, o PLD possui uma grande influência nos efeitos do GSF nos geradores do MRE. É possível, sem perda de qualidade da análise, não se considerar a exposição real dos geradores com o perfil de contratos, e sim o resultado no MCP sem os contratos, que seria, assim, o valor imposto pelas variações do MRE nos agentes.

Os valores acumulados desde setembro de 2000 até dezembro de 2018 são apresentados abaixo na **Figura 2**. Notar que, no período de setembro de 2000 a dezembro de 2018, apesar de um equilíbrio energético médio no MRE (secundária – GSF ~ -2%), o déficit monetário acumulado em valor histórico é muito alto (~ R\$ 161 bilhões). Focando agora num período mais recente da vida do MRE no mercado - janeiro de 2013 a dezembro de 2018, estas proporções são alarmantes, como ilustrado também na **Figura 2**. O desequilíbrio energético no MRE de 2013 a 2018 é muito mais acentuado (secundária – GSF ~ -12%) e o déficit acumulado monetário acumulado em valor histórico é muito alto também (~ R\$ 140 bilhões), explicando cerca de 87% do total acumulado de toda a vida do MRE desde 2000.

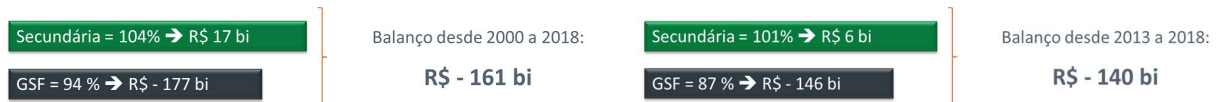


Figura 2 – Balanço MRE – setembro 2000 a dezembro 2018

O fato é que o desempenho do MRE foi continuamente se deteriorando no período após janeiro de 2013. As explicações para este efeito são muitas, desde a pendência provocada da falta de revisão da GF desde 2014, o que levou o sistema a conviver com um perfil de GF “artificialmente” alto, até mesmo ao aumento expressivo de desvios da operação, que provocaram o “deslocamento do MRE”, e a significativa redução do mercado esperado após 2015.

2.1 O Papel da Sazonalização do MRE

O perfil da sazonalização do MRE é uma arbitragem de alguns geradores hidrelétricos, que podem escolher livremente seu perfil dentro de limites regulatórios dentro do ano. O perfil escolhido pelo proprietário da usina pode ser muito distinto daquele verificado da sua geração. Esta é uma prática comercial adotada desde a criação do MRE. Evidentemente que, o padrão da sazonalização da soma de todo o conjunto de usinas do MRE influencia o desempenho do mecanismo como um todo, pois aquela será a meta do MRE em cada mês do ano. A Resolução Normativa ANEEL 584/2013 disciplinou prazos e condições de sazonalização e modulação das garantias físicas para fins de lastro e do MRE, o que, em suma, define que o padrão do grupo que arbitra influencia o desempenho individual de cada usina no MRE – o chamado “efeito manada”.

Os resultados demonstram que a adoção livre da sazonalização do MRE não é o principal problema do GSF, pois dos valores apontados na Figura 2 cerca de R\$ 20 Bilhões dos R\$ 161 Bilhões se deve à livre sazonalização comparada com um perfil constante. Entretanto, as práticas mais intensas de 2013 até 2018 (“efeito manada”) contribuem um pouco mais para o problema do GSF - R\$ 16 Bilhões dos R\$ 140 Bilhões do período.

Com o objetivo de evitar uma contaminação na sugestão de ajuste do MRE com uma ferramenta de mercado, a proposta neste trabalho considera que é melhor que os cálculos do impacto em cada agente de geração, para fins de blindagem do MRE e seus desdobramentos na regulação, sejam realizados considerando a hipótese de uma sazonalização “flat”, similar ao que foi adotado nos procedimentos da “repactuação” da Lei nº 13.203/2015.

2.2 O Impacto no MRE dos Efeitos “Exógenos” ao Risco Hidrológico

O certo é que ocorreu nos últimos anos uma série de fatores exógenos ao risco hidrológico no setor elétrico, que necessitam ser qualificados e comprovados, para uma demonstração inequívoca dos seus efeitos no equilíbrio do desempenho do MRE. Estes fatores podem ser divididos em fatores estruturais e operacionais. Dentre os fatores estruturais e operacionais é possível destacar os seguintes:

- Fatores Estruturais: atraso de obras de geração e de transmissão prejudicaram a oferta bruta do sistema; falta de aderência entre o planejado (EPE) e o realizado (leilões); falta de sincronia dos leilões de geração e transmissão; os leilões privilegiaram apenas a modicidade tarifária e não levou em conta a segurança ener-

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

gética; aumento da mortalidade dos projetos com reconhecimento tardio do poder concedente; leilões de reserva realizado com fontes alternativas com “custo marginal zero”, que serão sempre priorizadas no despacho; Queda acentuada do consumo a partir de 2015.

- b) Fatores Operacionais: desacoplamento da operação real e planejada; CNPE 03 – modelagem aversão ao risco; consideração de riscos na operação fora dos modelos computacionais com aumento do despacho térmico (GFOM – fora da ordem de mérito); aversão exagerada ao racionamento com extensão do tempo e profundidade do desequilíbrio da oferta & demanda.

Este somatório de efeitos “exógenos” acarretou um aumento expressivo do GSF desde 2013 até 2018, e é certo dizer que, apesar das condições hidrológicas desafiadoras nos últimos anos, seus impactos não foram os únicos no MRE, pois houve uma “mistura” de riscos hidrológicos provocados pela natureza com fatores externos provocados por ações e decisões setoriais.

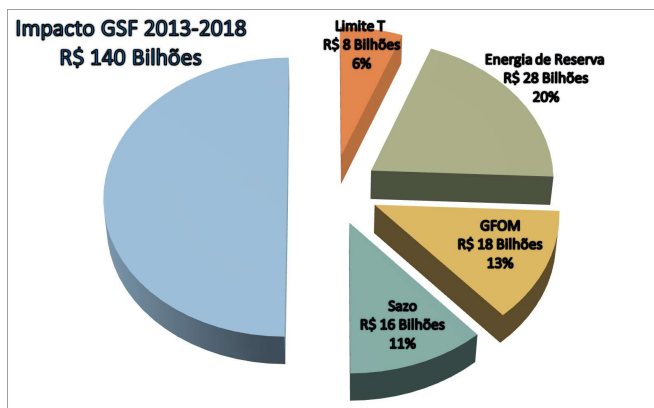
Um sinal claro do problema recorrente no SIN depois de 2012 é o perfil de armazenamento dos reservatórios do Sudeste (SE), que é o maior do sistema. O esvaziamento acentuado após 2011/2012 levou reservatórios do SE do 2º melhor armazenamento (abril/11) ao pior dos últimos 20 anos (nov./2014). Uma consequência nefasta é que, mesmo com a crise econômica que reduziu em muito o mercado após 2015, os reservatórios não conseguiram se recuperar até hoje. A Figura 3 ilustra este comportamento do armazenamento do reservatório equivalente do Sudeste. Embora a situação da “crise hidrológica” desde 2014 sugira que a origem sejam causas conjunturais, analisando a hidrologia desde 2012 esta conclusão não é tão óbvia. Percebe-se que as estatísticas demonstram um quadro não tão favorável, mas a hidrologia não está dentre as piores do histórico disponível.

Desta forma, é útil notar que fatores “exógenos”, junto com os desafios proporcionados pela hidrologia, são os verdadeiros responsáveis pelo impacto no MRE. É possível até mesmo segregarmos estes fatores “exógenos” para identificar sua influência no problema, no entanto, deve ficar claro que este é apenas um bom exercício de observação, e não deve nunca ser o único caminho para ajustes na regulação, como tem sido tentado. A Figura 4 ilustra o impacto total de alguns efeitos exógenos selecionados ao total do GSF desde 2013 a 2018. As parcelas correspondem à energia de reserva, GFOM, limites de transmissão das estruturantes e a sazonalização livre já comentado.



Figura 3 – Comportamento do Armazenamento do Reservatório Equivalente do Sudeste

O impacto provocado por estes fatores exógenos é de 50% do total. Além destes assinalados na Figura 4, outros fatores exógenos estão consistentemente prejudicando o desempenho do MRE nos últimos anos. Dentre vários outros fatores, aquele de maior impacto, sem dúvida, foi uma redução drástica do mercado a partir de 2015. A acentuada queda na atividade econômica do país em 2015 esteve refletida na queda de consumo de energia. A redução observada na carga anual de 2016, dentre as perspectivas do PMO do ONS desde 2013, foi cerca de 8 GW.médio, ou seja, é um impacto significativo. Uma série de causas que não só a hidrologia do SIN está provocando efeitos negativos no desempenho do MRE desde 2012. Desbalanços es-



(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

truturais provocaram o uso maciço do volume de energia armazenada nos reservatórios, o que levou o sistema a uma situação de fragilidade operativa sem precedentes até hoje.

Figura 4 – Alguns Fatores Exógenos no MRE – 2013-2018

No momento, a única saída para a operação tem sido reduzir o despacho das hidrelétricas, o que afeta significativamente o MRE. A proposta aqui apresentada entende que é necessário limitar o impacto negativo do MRE (GSF) apenas ao “risco hidrológico” que sempre foi assumido pelos agentes – a despesa com todos os efeitos do despacho das hidrelétricas não deve ser paga apenas pelos geradores hidrelétricos. O certo é que o levantamento de todos os efeitos “exógenos” exigiria uma série de hipóteses que seriam discutidas exaustivamente e sem conclusão definitiva. A solução ora proposta busca se afastar disto e propõe algo simples, como a definição de um risco “implícito” junto com a garantia física desde sua origem de cálculo.

3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

O lastro comercial garantido da GF repercute esta condição de operação otimizada ao investidor como o volume “seguro” de comercialização de sua energia no longo prazo. O objetivo é impedir que não existisse “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 GF (GSF do MRE) na “vida real” está muito associada com a qualidade do atendimento e por consequência da segurança do SIN. Um ponto básico neste momento é a seguinte questão: até onde se considerou no cálculo da GF esta redução sem que fosse feito o corte de carga? O fato é que a operação utiliza usualmente o critério de risco “zero” por questões políticas e a GF das usinas são planejadas até um limite (risco < 5% ou CMO = CME), ou seja, até onde é “responsabilidade” do investidor da hidrelétrica por esta falta de sincronia de critérios? Ou seja, a proposta neste trabalho se afasta da prática de tentar “blindar” o MRE em tempo real, e parte para observar os conceitos que são considerados no cálculo da GF na busca dos riscos envolvidos na definição do lastro.

3.1 Conceitos no Cálculo da GF

No cálculo da GF da última revisão ordinária, válida a partir de 2018, várias previsões importantes relativas aos anos subsequentes foram importantes para o resultado encontrado [1]. Dentre as definições pertinentes, na metodologia também está implícita a consideração de um perfil de risco em relação ao volume de energia calculado como GF das usinas na revisão. A estatística adotada para cálculo da GF das usinas hidrelétricas é estabelecida a partir de princípios de cálculo definidos pelo poder concedente – MME. Neste caso, pela regulamentação se adota um risco de déficit máximo de 5%, ou CMO=CME, para cálculo da carga crítica, na sequência é obtida a Oferta Hidráulica (EH), e após se utiliza a energia firme com a pior sequência de vazões do histórico, para alocar a GF individualmente. No cálculo da GF [1] é considerado, para cada série sintética e em cada mês da simulação no período de análise, o bloco das hidrelétricas simuladas (BH), que suporta o cálculo da oferta hidráulica (EH). A dispersão do BH possui correlação plena com a geração das usinas do MRE, e pode ser calculada na simulação da GF como se fosse uma “proxy” do comportamento do bloco do MRE. Sendo assim, é possível calcular o comportamento do MRE, conforme regras de mercado, dentro da simulação da GF. O Fator MRE é calculado então como:

$$\text{Fator MRE } (i,j,k) = \text{BH } (i,j,k) / \text{EH} \quad (1)$$

onde i é o mês, j é o ano e k é a série sintética e se Fator MRE $(i,j,k) > 0$ é secundária e Fator MRE $(i,j,k) < 0$ é GSF

Uma avaliação do risco “GSF Implícito” no cálculo da GF pode ser obtida com a verificação nas 2000 simulações do perfil de despacho hidrelétrico (BH) comparado com a oferta hidráulica (EH), que reflete o “Bloco do MRE”. Este “GSF Implícito”, com base na dispersão do Fator MRE, pode ser mensurado nas 2000 simulações com as séries sintéticas com os mesmos parâmetros oficiais. Algumas estatísticas do MRE podem ser obtidas da simulação da GF: (i) MRE Plurianual – é a média anual do Fator MRE de todos 5 anos utilizados para cálculo da GF; (ii) MRE Anual - é a média anual do Fator MRE encontrado em cada ano; (iii) MRE Mensal – é o Fator MRE médio em cada mês considerando todos 5 anos utilizados para cálculo da GF. Estas variáveis são probabilísticas em relação às 2000 séries sintéticas e é possível obter estatísticas com os resultados encontrados. Cabe esclarecer que, não é necessário incluir os casos de GSF durante os racionamentos preventivos encontrados nas simulações, pois nesta situação em tempo real os contratos dos geradores são ajustados, o que reduz a exposição dos geradores hidrelétricos.

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

3.2 Princípios da Proposta

Os riscos hidrológicos do investidor em geração hidrelétrica devem estar compreendidos nas premissas e resultados do cálculo da GF em qualquer momento do tempo. Este valor do risco hidrológico admissível seria denominado “GSF Implícito”. As estatísticas do GSF dentro do cálculo da GF que podem servir de referência para a regulação – a variação do Fator MRE pode ser calculada na modelagem da GF. Estes valores podem ser atualizados periodicamente durante as revisões ordinárias da GF. Na definição de GF para novas usinas se calcula também a estatística do bloco hidráulico e o padrão de GSF associado. Os procedimentos periódicos de cálculo do “GSF Implícito”, no âmbito da regulação e sua formulação nas regras de mercado, devem ser considerados para efeito do MRE como um todo, ou seja, para ACR e ACL. Cabe ressaltar que o “GSF Implícito” deve ser levantado com a sazonalização constante (“flat”) dentro da simulação da GF.

O fato é no ACR existem soluções já adotadas como a repactuação e contratação das cotas com certo nível de risco hidrológico. Um debate importante é que os princípios da repactuação no ACR poderão ser revistos com esta nova proposta (adesão voluntária) e a margem de risco hidrológico adotado nas cotas também pode ser revista. Para efeito da energia hidrelétrica, comercializada no ACL, ou remanescente do ACR, tudo seria concentrado numa gestão de riscos do próprio gerador dado os limites do GSF implícito na GF. O deslocamento hidráulico do GFOM já reconhecido hoje (Resolução ANEEL 764/17) continuaria a ser compensado da mesma forma, já que o GFOM não é nem ao menos capturado nas estatísticas do cálculo da GF, além de já possuir tratamento próprio. Deve se considerar também que, com o aperfeiçoamento dos modelos computacionais que suportam o despacho do ONS, os eventos de GFOM tendem a se reduzir. A adoção do “GSF Implícito” é um princípio que estabelece limites de risco e são aceitos pelos geradores hidrelétricos. Para aqueles que pretendem comercializar volumes maiores até 100% da GF não existe impedimento, e está claro que existe uma proteção do mercado que foi superada por sua conta e risco.

3.3 Riscos na GF - Última Revisão Ordinária

A última revisão ordinária se encontra descrita [2] e para efeito de cálculo do “GSF Implícito” se adotou o chamado “Caso de Referência” e o deck de simulação é obtido junto com a EPE. Um ponto importante para o levantamento de riscos do MRE é valor obtido para o Bloco Hidráulico (EH) que foi de 54.581,6 MW médios para o “Caso de Referência”. A estatística da dispersão do MRE é apresentada na **Erro: Origem da referência não encontrada**. Com foco apenas nos valores do Fator MRE < 0%, que indicaria na simulação da GF os casos com GSF, é possível obter a **Erro: Origem da referência não encontrada**. A estatística do GSF fica mais clara e as diferenças conforme o indicador plurianual, anual e mensal também fica evidente. Cabe ressaltar que a realidade do GSF tem sido bem maior que estas estatísticas “implícitas” no cálculo da nova GF de 2018. A proposta é que se reconheçam estes limites advindos do cálculo da GF, e se adote nas regras de mercado o risco à que estão submetidos os geradores hidrelétricos do MRE.

3.4 Riscos na GF – 1998

Um pergunta importante acerca da proposta ora apresentada é “isso sempre foi assim?”. Ou seja, o risco do GSF sempre foi um problema conhecido? A realidade do fator MRE (ou do próprio GSF) foi bem maior que os valores razoáveis de GSF “implícitos” no cálculo da nova GF de 2018, conforme Erro: Origem da referência não encontrada. Para qualquer que seja o indicador escolhido para o GSF observado versus os valores implícitos, as diferenças são muito grandes. De forma a testar a hipótese dos limites do GSF buscou-se simular a energia assegurada de 1998 (similar ao conceito da atual da GF) com o deck disponível daquela época. O fato é que a composição da matriz daquela época tinha uma preponderância da participação hidrelétrica na matriz (91%), e ainda assim esta composição era formada, em grande parte, por usinas com reservatório, bem diferente do padrão atual.

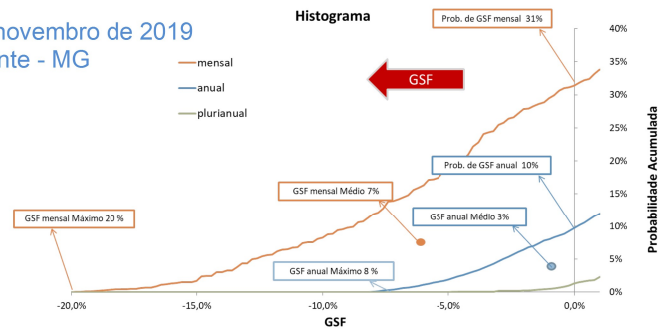


Figura 5 – Distribuição de Probabilidade Fator MRE - Revisão Ordinária 2017

Tabela 1 – Estatísticas do MRE – Revisão Ordinária 2017

Indicador	plurianual	anual	mensal
Média - Fator MRE	9,1%	9,1%	9,2%
Prob. GSF	1,3%	9,7%	31,4%
Média GSF	-1,1%	-3,1%	-7,1%
GSF Mínimo	-4,9%	-8,0%	-19,8%
GSF Percentil (1%)	-0,3%	-6,0%	-16,4%
GSF Percentil (5%)	-	-2,80%	-12,6%
Média > 0 (secundária)	9,3%	10,4%	16,6%
Secundária Máxima	16,7%	18,9%	32,6%

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

Desta forma, o MRE foi criado em 1997/98 dentro do projeto RE-SEB num contexto em que a matriz de energia elétrica era predominantemente hidrelétrica e os reservatórios ainda representavam uma parcela significativa de armazenamento. No contexto atual, o MRE das hidrelétricas convive com uma matriz completamente diferente – as hidrelétricas representam 65% e as térmicas cerca de 20% – além disso, o deslocamento do MRE é provocado pela presença de outras fontes de “custo marginal zero”, como as eólicas.

Na simulação com o deck de 1998 o bloco hidráulico encontrado foi de 35.195 MW.médios [3], utilizando o critério de convergência de atender o risco de déficit de 5%, que era o critério da época. A Tabela 2 apresenta as estatísticas do MRE obtida da simulação de cálculo da GF (conforme critérios de época) utilizando a configuração de 1998, que foi utilizada no cálculo inicial das energias asseguradas. O fato é que, refazendo o cálculo da GF de 1998 (início do mercado), os números encontrados para a estatística do MRE são bem diferentes. Notar que a probabilidade da ocorrência de GSF mensal na simulação é 1,4%, que é bem menor que 31,4% obtida na simulação da GF atual, conforme Erro: Origem da referência não encontrada. Os números de GSF como um todo são bem menores, portanto a variável GSF nas regras de mercado do MRE era uma possibilidade mais longínqua para os geradores do MRE.

Na Figura 6 é apresentada uma visão gráfica das estatísticas. É fácil perceber que a distribuição de probabilidade do Fator MRE em termos de risco é muito mais modesta que aquela obtida com a revisão da GF de 2017, como na Figura 6.

O padrão das estatísticas do MRE obtidas no cálculo da GF e os seus riscos “implícitos” depende da qualidade da participação da dupla hidrotérmica na matriz. Ou seja, o padrão de participação das hidrelétricas e térmicas na matriz, bem como a qualidade destes insumos, tais como a capacidade de armazenamento e o perfil de CVU das térmicas, é fundamental para a vida do MRE. A participação das demais fontes também é importante, na medida em que a carga líquida que a dupla hidrotérmica enxerga na operação se modifica bastante. Em síntese, quando se compara as estatísticas do MRE obtidas nas simulações da GF de 1998 e 2017 (ver Erro: Origem da referência não encontrada e Tabela 2) se percebe que o problema atual do GSF é uma componente estrutural. Os riscos implícitos na definição da GF mudaram, e se os riscos eram mínimos no começo do MRE, hoje já são impactantes. Por isso, o mito de que o GSF sempre foi um problema dos geradores deve ser visto com muita cautela, pois os riscos do GSF e do MRE mudaram muito. O poder concedente deve reconhecer que o “mundo do MRE mudou” e os riscos vieram para ficar, portanto os limites de risco na GF são justos e também são necessários.

4.0 - ALOCAÇÃO DE CUSTOS

Quando se define um “limite de responsabilidade” para os geradores do MRE, ao mesmo tempo vai existir parte dos custos que eram destes geradores, e deverão ser cobertos por outros agentes. A proposta ora apresentada entende que este rateio seja entre os consumidores, dado que este é o único racional mais concreto, uma vez que o limite de riscos para os geradores do MRE trará mais liquidez ao mercado, com vantagens para o consumidor.

4.1 Sugestão de Alocação de Custos

Partindo do princípio que o mercado consumidor seria o responsável por cobrir os custos adicionais com a limitação de riscos dos geradores do MRE, algumas regras possíveis seriam as seguintes:

- As diferenças no MCP devido à limitação com o “GSF Implícito” iriam para um encargo a ser pago pelo consumo, de forma similar ao definido na blindagem do GFOM na Resolução ANEEL 764/17. Este encargo seria denominado “encargo MRE” e seria cobrado ex-post, dependendo do período de conciliação que será sele-

Tabela 2 – Estatísticas do MRE – 1998

Indicador	plurianual	anual	mensal
Média - Fator MRE	15,2%	15,2%	15,6%
Prob. GSF	-	0,3%	1,4%
Média GSF	-	-1,1%	-3,2%
GSF Mínimo	-	-2,7%	-10,0%
GSF Percentil (1%)	-	-	-1,6%
GSF Percentil (5%)	-	-	-
Média > 0 (secundária)	15,2%	15,2%	15,6%
Secundária Máxima	19,3%	19,3%	30,0%

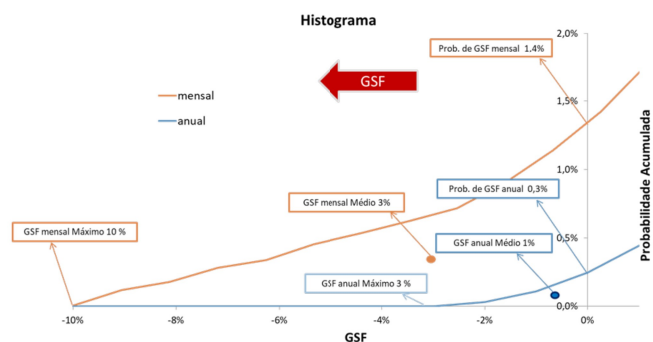


Figura 6 – Distribuição de Probabilidade Fator MRE - 1998

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

cionado – mensal ou anual. Os geradores, num primeiro momento, são responsáveis pela diferença e serão cobertos posteriormente pelo encargo MRE. A regra de conciliação não será objeto de definição neste trabalho, porém poderá ser até mesmo anual para dar previsibilidade ao lado consumo das despesas.

- b) É reconhecido que existe uma correlação com o aumento do GSF e a entrada dos leilões de reserva com usinas de “custo marginal zero”, que são despachadas prioritariamente. A conta CONER que faz o balanço entre pagamentos aos geradores e a liquidação destes no MCP, poderia ser utilizada como forma de amenizar o impacto do novo “encargo MRE”. Por exemplo, todo o saldo positivo da CONER no MCP faria a compensação deste novo “encargo MRE”, com o objetivo de reduzir o impacto ao consumo, que pagaria a diferença desta compensação com um valor fixo do EER (encargo reserva) para cobrir os geradores com energia de reserva.

Apesar conceito da limitação com o “GSF Implícito” valer para todos os geradores do MRE, alguns possuem gestão de riscos própria com o ACR, quais sejam Itaipu, cotas de garantia física e as usinas que repactuaram.

Estas usinas com gestão de riscos direta com o ACR poderão ser objeto de análise própria de melhorias, no entanto, se sugere aqui que o benefício da blindagem com o “GSF Implícito” seja limitado ao que se chama aqui de “GF Livre”, que é a GF do MRE que não possui nenhuma gestão de riscos. A Tabela 3 apresenta o balanço da chamada GF Livre em 2018.

O benefício do “GSF Implícito” estaria disponível então para 42% da GF hidrelétrica do MRE no mercado.

Esta GF Livre está disponível para vendas futuras no ACL e no ACR como existente, nas futuras recontrações.

Tabela 3 – GF Livre do MRE - 2018

Balanço Atual da GF Revisada 2018			
GF Flat - Total		54.927	100%
Itaipu		7.773	14%
GF sem flexibilidade contratual	cotas originais	8.515	16%
	cotas leiloadas	3.188	6%
PROINFA		84	0,2%
GF Repactuada		12.275	22%
GF livre contratos (*)		23.175	42%

Nota: (*) inclui autoprodutores

4.2 Benefícios “GSF Implícito”

Evidentemente, a adoção de limites de risco para os geradores do MRE não traz apenas custo para os demais agentes. O principal benefício é o aumento da liquidez do mercado comprador da GF Livre. O benefício anual médio de maior liquidez com a adoção de um “GSF Implícito”, por exemplo, de um valor limite mensal de 8%, considerando a GF livre para contratações desde 2014 teria sido o descrito na Tabela 4.

Tabela 4 – Aumento de Liquidez com a GF Livre do MRE – 2014-18

Ano	2014	2015	2016	2017	2018
Benefício GSF (MW.médios)	833	1682	1407	3420	2575
Benefício/ GF Livre	7%	13%	10%	21%	17%

Este benefício representa uma energia adicional que poderia estar no mercado sem risco de GSF para venda e não estaria concorrendo na compra dos geradores para cobrir a exposição do MRE – o aumento da liquidez trará certamente uma redução de preços no mercado. Esta energia no mercado (ACL + ACR Existente) estaria mais competitiva do que na situação atual com riscos do GSF para os geradores. Esta maior liquidez da energia com GF livre estaria competindo hoje por contratos “a termo” no médio e longo prazo. Os leilões do ACR (A-1 e A-2) com contratos de duração média concorrem com os contratos de médio prazo no ACL (1 a 2 anos à frente) com duração de 1 até 5 anos ou mesmo para durações maiores. A despeito de que uma parcela da energia livre vai buscar os preços de curto prazo muito influenciados pelo PLD, onde a liquidez faz pouca diferença. O fato é que haveria um choque de oferta no mercado com cerca de 50% de oferta (2.000 a 2.500 MW.médios) a mais no mercado para recontração com a liberação do GSF implícito (8% mensal neste exemplo). A melhor estimativa é de cerca de 10 a 20% de redução de preço no médio prazo (partir de 2020), o que na curva de preços do mercado representaria algo como: (i) 2020 a 2023 uma redução de R\$ 15 a 30 / MWh para preços atuais de R\$ 240 a 160 /MWh; (ii) após 2023 uma redução em torno de R\$ 15 / MWh para preços atuais de 160 /MWh.

4.3 Novo Encargo MRE - Sugestões

A cobertura do pagamento do encargo MRE é um debate interessante dado que a GF Livre, que estaria tendo seu risco limitado pelo “GSF Implícito”, atende primordialmente o ACL e apenas uma parcela ao ACR. A mudança no conceito com a introdução do novo encargo é fundamental – os geradores respondem pelo GSF até um li-

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

mite designado pelo poder concedente e regulador. O pagamento pelo ACR e ACL deve ser na parcela livre como um todo na sua proporção removendo as energias inteiramente dedicadas ao ACR – Itaipu, cotas, repactuação. O “caso base” deve ser a cobertura anual do MCP além do “GSF Implícito” com conciliação a posteriori no ano posterior pelo lado consumo beneficiado (parte ACR e todo o ACL), sendo que a liquidação da conta CONER faria a compensação no MCP mensalmente e os geradores da energia de reserva seriam integralmente cobertos pelo EER fixo pagos proporcionalmente pelos beneficiados. A energia secundária entraria de forma positiva da conta do GSF Implícito e faria parte da conciliação.

4.3.1 Encargo MRE – Back Test 2012-18

Com o objetivo de avaliar a proposta é possível realizar um Back Test de 2012 a 2018, adotando na simulação que toda a regulação vigente já estivesse disponível. Considerando que, a energia hidrelétrica é um insumo para ambos os mercados ACR e ACL, é possível repartir os ônus e bônus entre estes ambientes. Seriam descontadas as energias com alocação de riscos própria no ACR e a GF livre seria então apropriada proporcionalmente a sua participação na GF total hidrelétrica – em 2018 seria em 42% do mercado (ver Tabela 3). Evidentemente esta é uma forma de rateio sugerida, e não busca refletir de forma alguma a alocação de energia hidrelétrica em cada mercado. Os mercados são irrigados por diversos tipos de energia que se tornam competitivas para seus compradores, na medida do interesse e momento de cada ambiente. O balanço custo & benefício na visão do consumidor deve levar em consideração todas as rubricas, incluindo a redução de preço no ACL e ACR existente, mesmo que esta seja apenas uma estimativa de ganho indireto para os consumidores. Neste sentido separou-se a seguir as principais rubricas:

Tabela 5 – Benefícios Liquidez e Abrangência do Mercado

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Redução (R\$/MWh)	R\$ 10	R\$ 15	R\$ 30	R\$ 25	R\$ 20	R\$ 25	R\$ 25
GF Livre (% do Total GF Hidro)	37%	38%	40%	42%	44%	47%	42%

a) Despesa do Consumidor

- ✓ Despesa - GSF Implícito – para cobrir o encargo MRE aparece uma nova despesa para o consumidor para fins de sustentabilidade do MRE;
- ✓ Despesa – GFOM- a cobertura para o despacho fora da ordem de mérito já é adotada pela regulação e não foi considerada no novo encargo MRE e representa uma despesa para o consumidor final. Foi adotada no balanço aqui realizado, pois já é um custo existente para o consumidor relativo ao MRE.
- ✓ Despesa - Pagamento EER fixo – na alternativa adotada se utiliza a estratégia de utilizar um EER fixo e os resultados do MCP da CONER para abater o encargo MRE, portanto esta também seria uma despesa do consumidor.

b) Benefício do Consumidor

- ✓ Benefício - Abatimento Secundária – na proposta ABRAGE toda a secundária dos geradores com GF Livre seria então colocada a disposição para abatimento do novo encargo MRE;
- ✓ Benefício - MCP Reserva – na alternativa ora analisada os resultados do MCP da CONER seriam utilizado para abater o encargo MRE na proporção do uso da GF Livre pelo mercado ACL e ACR;
- ✓ Benefício - Redução do Preço de Contratos – um dos maiores benefícios para o consumidor será o aumento da liquidez da energia hidrelétrica no mercado com a adoção da metodologia do “GSF Implícito”. Este ganho foi estimado como algo em torno de 10% da expectativa de preços no ACL e ACR Existente – visão médio prazo 2 anos à frente, como destacado na Erro: Origem da referência não encontrada.

As Figura 7 e Figura 8 apresentam estes balanços por rubrica e o consolidado de despesas e benefícios. O balanço Custo & Benefício para o consumidor simulação com o Back Test 2012-18 demonstra que no todo existe um resultado positivo (R\$ 4,34 Bilhões) para o consumidor, mesmo que em alguns anos exista um balanço negativo – o desafio é a conciliação ao longo dos anos.

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

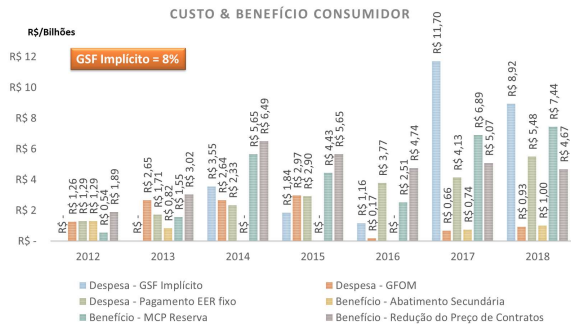


Figura 7 – Custo & Benefício por Rubrica 2012-18

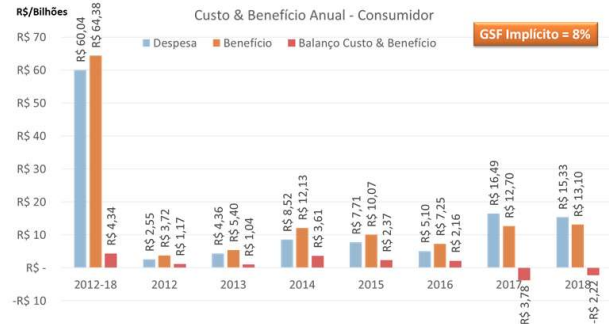


Figura 8 – Custo & Benefício Consolidado 2012-18

5.0 - DESAFIOS DA PROPOSTA

5.1 Sincronia com o ACR

5.1.1 Itaipu e Cotas de Garantia Física

A gestão de riscos do MRE com o ACR é oferecida de forma direta no caso Itaipu e das cotas de garantia física, já que as distribuidoras assumem todo o risco hidrológico. Inclusive, esta tem sido uma oneração enorme nas tarifas dos consumidores cativos. As compradoras, que são as distribuidoras, são de certa forma “proprietárias” desta geração do MRE sem nenhuma gestão dos riscos do MRE. Aplicando o conceito do limite de “GSF Implícito”, que é aplicável a todo o bloco do MRE, nesta energia que é absorvida no portfólio de contratos das distribuidoras, seria possível reduzir a energia de Itaipu e cotas no portfólio de contratos das distribuidoras até o limite adotado do “GSF Implícito”. O pagamento das distribuidoras cotistas não se alteraria, uma vez que a base de pagamento é pela capacidade contratada. Estas seriam então oneradas no MCP da CCEE apenas quando o limite adotado do “GSF Implícito” fosse ultrapassado. Apenas para fins de exercício, a Erro: Origem da referência não encontrada apresenta o volume de descontração nas distribuidoras com diferentes limites de “GSF Implícito”. Com isto se alcançaria a mitigação do risco hidrológico nas

tarifas e resolveria o problema atual de sobrecontração das distribuidoras.

5.1.2 Repactuação

A solução da repactuação do risco hidrológico foi uma solução encontrada em 2015/2016 fundamentalmente no ACR. A solução bem inventiva buscou oferecer um “seguro” contra o GSF, tendo como contrapartida uma redução de preço nos CCEARs com base no prêmio escolhido pelo gerador. No levantamento junto à biblioteca da ANEEL houve a adesão de 97 geradores à repactuação do risco hidrológico e a estatística de adesão aos produtos é apresentada na Erro: Origem da referência não encontrada. Notar que, a maioria absoluta dos geradores optou pelo produto SP100, que era um produto com risco bem mais baixo, cessão da secundária e prêmio mais caro. Outro ponto a ser observado na Erro: Origem da referência não encontrada que 97% dos produtos foram do tipo SP, o que significa que a maioria absoluta aceitou ceder a secundária em troca de um prêmio mais módico e a aversão ao risco em relação ao MRE é enorme. Na proposta ora oferecida, o produto “GSF Implícito” no fundo é um produto SP com prêmio “zero”. É possível inclusive aqueles geradores que já repactuaram no ACR uma adesão facultativa a esta nova modalidade e teriam seus prêmios ajustados. Cabe ressaltar que, aquele conjunto de geradores que repactuaram produtos com níveis de risco menores que o “GSF Implícito” estaria na busca de uma proteção ainda maior.

Tabela 6 – Potencial Descontração de Itaipu e Cotas

	GF	Nível de proteção atual	Limites "GSF Implícito"				
			5%	8%	10%	12%	15%
Itaipu	7.773	0%	389	622	777	933	1166
Cotas	11.703	5%	-	351	585	819	1170
Descontração Total (MW.médios)			389	973	1362	1752	2336

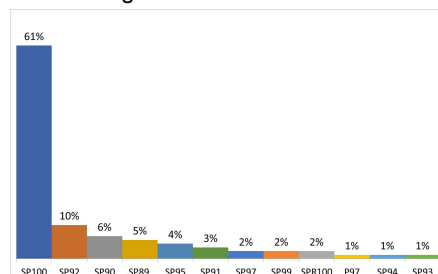


Figura 9 – Adesão aos Produtos da Repactuação – Estatística

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

5.1.3 Mudanças na Regulamentação

Serão necessárias mudanças na regulamentação para adoção da proposta deste trabalho. O ajuste na legislação setorial para incluir este benefício novo demandará ajustes em leis, decretos e resoluções da ANEEL. Notar que, a proposta é um processo de visão futura para o problema do GSF e não deve ser confundido com a tentativa legítima de “ajustar” o problema do passado que está num projeto de lei tramitando no legislativo.

6.0 - CONCLUSÕES

A proposta deste trabalho é estruturada de forma a corrigir um risco “não controlável” para os geradores do MRE e busca nos fundamentos do cálculo da GF o indicador de risco do MRE que é o “GSF Implícito”. A proposta busca ser simples e direta sem cálculos complicados para “blindar” todos os efeitos exógenos, o que certamente criaria outra série de contestações. O benefício do GSF Implícito é dedicado para a GF das hidrelétricas sem relação direta com o ACR (Itaipu, cotas e repactuadas), no entanto o conceito pode ser estendido para toda a GF, o que levaria a uma revisão do portfólio de contratos das distribuidoras provenientes destas fontes, e reduziria o chamado “risco hidrológico” nas tarifas. O MRE é um tema estrutural, dentro do cenário que se desenha para o futuro e sua solução deve ser da mesma forma, estrutural. Na realidade, a opção pela expansão sem hidrelétricas fará com que a expansão seja muito calcada nas fontes renováveis (custo marginal “zero”) e termelétricas para segurança eletro-energética o que afetará muito o desempenho do MRE. O debate amplo sobre o futuro do MRE não tem solução imediata e a proposta busca uma solução simples e rápida, e é uma transição para o futuro das hidrelétricas.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MME/EPE - “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN”, 25 de abril de 2017.
- [2] MME/EPE - “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas” - EPE-DEE-RE-016/2017-r2 de 26 de abril de 2017.
- [3] Resolução ANEEL nº 232, de 27 de junho de 1999.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



J.C.O. MELLO é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

L.CALABRÓ é graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá SP com Pós-Graduação em Operação de Sistemas Hidrotérmicos – UNICAMP, Vice-presidente da Thymos Energia.

VINÍCIUS R. DAVID é graduado em Engenharia Elétrica na UNICAMP, consultor da Thymos Energia

D.SOUZA é graduada Engenheira Eletricista pela Universidade de Pernambuco e Especialista em Sistema de Transmissão por Itajubá, Gerente na Thymos Energia.

LUIZ LAÉRCIO S. MACHADO Jr. é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ e Superintendente de Comercialização de Energia e Transmissão de FURNAS e coordena o GT Regras de Mercado da ABRA-GE.

RENATO MENDES é Engenheiro Elétrico na UNESP – Bauru e Mestre em Engenharia Elétrica, Planejamento e Otimização de Sistemas Hidrotérmicos na Escola de Eng. de São Carlos – EESC/USP. É sócio na DESTTRA comercializadora de energia.

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br