

## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### CONSIDERAÇÃO DAS NOVAS REGRAS OPERATIVAS DA ANA PARA A BACIA DO RIO SÃO FRANCISCO NO PLANEJAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

**FABIO RODRIGO SIQUEIRA BATISTA (1);  
MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA\* (2); RAFAEL RATES OLASAGASTI (1)  
CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (1);  
UERJ - UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (2)**

*\* atualmente o autor encontra-se somente na UERJ*

#### RESUMO

No rio São Francisco localizam-se as hidroelétricas Três Marias, Sobradinho, Itaparica, Xingó e o complexo Paulo Afonso-Moxotó, representando 6% da capacidade instalada do SIN. Suas águas são importantes para o transporte, comunicação e o abastecimento de água. As baixas aflúências levaram, em 2017, a um armazenamento de 8,41%, prejudicando a produção de energia e o uso múltiplo dos recursos hídricos. A ANA implantou então, medidas restritivas às defluências mínimas e máximas. Este trabalho utilizou o modelo SUISHI para avaliar o impacto destas medidas na operação destas usinas e na definição de parâmetros estruturais utilizados no cálculo da carga crítica e da garantia física das hidroelétricas.

#### PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da expansão e da operação; Simulação a usinas hidroelétricas individualizadas; Restrições Operativas; Usos múltiplos da água; Sistemas hidrotérmicos interligados; Rio São Francisco.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

A Bacia do Rio São Francisco é uma das mais importantes Bacias Hidrográficas do Brasil. Está localizada nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, recebendo este nome por ter o São Francisco como seu principal rio. Nele estão localizadas as usinas hidroelétricas (UHEs) Três Marias, Sobradinho, Itaparica, Xingó e o complexo Paulo Afonso-Moxotó, que juntas somam 10.367,2 MW de capacidade instalada, ou seja, representam, aproximadamente, 6% da capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além da produção de energia elétrica, o rio São Francisco também se mostra importante para outras atividades, tais como o abastecimento de água, o transporte e a comunicação entre as cidades da região.

A partir de 2013, as baixas aflúências registradas na bacia do São Francisco levaram o armazenamento do seu reservatório equivalente a 8,41% ao final de 2017, prejudicando, além da capacidade de produção de energia elétrica, o atendimento ao uso múltiplo dos seus recursos hídricos. Como consequência, entre 2013 e 2017, a Agência Nacional de Águas (ANA) reduziu gradativamente a obrigatoriedade de defluência mínima nas UHEs Sobradinho e Xingó, por exemplo, passando de 1.300 m<sup>3</sup>/s em 2013, considerado seu nível normal, para 550 m<sup>3</sup>/s de 2017 a 2019.

Tendo em vista a importância do rio São Francisco para a segurança hídrica da sua área de influência, e o reconhecimento da possível influência das mudanças climáticas sobre a disponibilidade de recursos hídricos na região, a ANA, por meio da Resolução nº 2.081, de 04 de dezembro de 2017 [1], estabeleceu regras operativas específicas para as UHEs Três Marias, Sobradinho, Xingó e Itaparica, as quais estabelecem faixas operativas onde a defluência máxima das três primeiras usinas fica limitada em função do estado inicial dos seus reservatórios, também limitando o volume mínimo operativo da UHE Itaparica, entre outras determinações.

Sabe-se que a operação energética do parque hidrotérmico brasileiro é planejada para reduzir o custo total de operação do SIN, ou seja, o seu custo presente somado ao seu custo futuro de operação. Naturalmente, dada a predominância hidroelétrica no parque gerador brasileiro, os reservatórios das UHEs constituem a principal ferramenta disponível para gerenciar os riscos de desabastecimento de energia e os custos de operação do sistema. Quanto maior o grau de liberdade na operação destes reservatórios, melhor tende a ser o resultado alcançado. Entretanto, regras operativas como as determinadas pela ANA podem limitar sensivelmente o uso dos reservatórios para a produção de energia elétrica.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é utilizar o modelo de Simulação a Usinas Hidroelétricas Individualizadas – SUISHI [2], oficialmente empregado no setor elétrico brasileiro para o cálculo das energias firmes das UHEs do SIN [3], para avaliar o impacto de tais regras operativas na definição de parâmetros estruturais para o sistema, como a sua energia firme e a sua carga crítica, ambos utilizados para o cálculo da garantia física de energia das usinas hidroelétricas. Adicionalmente, também será avaliado o impacto destas regras na operação do parque hidrotérmico brasileiro, e dos reservatórios do rio São Francisco, considerando-se diversos cenários hidrológicos.

Os primeiros resultados mostraram que a consideração das novas regras de operação das usinas do rio São Francisco implicou em uma queda significativa do mercado de convergência e da energia firme do SIN. Em função disto, o modelo SUIISHI foi aprimorado para que a nova realidade operativa fosse considerada de forma a impactar da menor forma possível os parâmetros estruturais do sistema. Tais aprimoramentos e os resultados alcançados se mostraram dependentes da priorização dada ao deplecionamento e replecionamento dos reservatórios do São Francisco, além da função de priorização utilizada para as demais usinas do sistema. Estes resultados serão discutidos neste trabalho.

## 2.0 – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS

Um dos objetivos do planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é determinar uma operação estratégica que, para cada período, produza metas de geração para as usinas do sistema de forma a minimizar o custo total de operação ao longo do horizonte de planejamento, levando-se em consideração medidas de aversão ao risco hidrológico. No Brasil, o planejamento da operação energética é feito em etapas que abrangem estudos de longo/médio e curto prazos, além da programação diária da operação [4]. Neste contexto, o modelo NEWAVE [5] é utilizado na etapa de planejamento energético de longo/médio prazo do SIN. Uma vez que os resultados deste modelo são determinados a reservatórios equivalentes de energia, pode ser necessária a obtenção de metas de geração individualizadas para as usinas hidroelétricas ao longo do horizonte de planejamento. Assim, o modelo SUIISHI é utilizado como um modelo de simulação a usinas hidroelétricas individualizadas que operam em um sistema hidrotérmico interligado, tal como o sistema brasileiro.

Ao simular a operação do parque hidrotérmico de um sistema, o processo de solução do modelo SUIISHI é dividido em duas etapas. A primeira é a etapa de otimização do balanço hidrotérmico entre submercados, onde um submercado pode estar associado a mais de um reservatório equivalente de energia. A segunda é a etapa de simulação a usinas hidroelétricas individualizadas. A rigor, o problema resolvido pelo SUIISHI na sua primeira etapa equivale ao problema resolvido pelo modelo NEWAVE durante a simulação final da operação do sistema, tendo como objetivo definir metas de geração hidráulica para cada reservatório equivalente de energia, de geração térmica a usinas individualizadas e de intercâmbio entre submercados. Isto é feito mediante a solução de um problema de programação linear. Assim como no modelo NEWAVE, tal problema tem como objetivo a minimização da soma dos custos presente e futuro de operação, sujeito a determinadas restrições, tais como as de balanço hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo, geração hidráulica máxima, entre outras, e considerando a função de custo futuro proveniente do modelo NEWAVE.

Na segunda etapa do processo de solução, as metas de geração hidráulica a reservatórios equivalentes, previamente estabelecidas, alimentam o módulo de simulação a usinas hidroelétricas individualizadas do modelo SUIISHI. O objetivo desta etapa é alocar as metas de geração hidráulica de cada submercado entre as suas respectivas usinas hidroelétricas através da reprodução de heurísticas operativas, procedimento que é chamado de simulação da operação. Esta simulação é feita segundo uma política de operação, cujas principais características são:

1. são estabelecidas prioridades para o deplecionamento e replecionamento nos reservatórios do sistema, sendo que o volume útil de tais reservatórios são divididos em faixas operativas;
2. como primeiro critério operativo, procura-se manter todos os reservatórios do sistema, tanto quanto possível, dentro de uma mesma faixa de operação;
3. dentro de uma mesma faixa operativa, as UHEs têm seu reservatório deplecionado ou replecionado conforme as prioridades pré-estabelecidas;
4. leva-se em consideração o efeito do deplecionamento de um reservatório em reservatórios a jusante, onde a variação da produtividade em relação à altura de queda reproduz a produtividade teórica da UHE por uma função não linear.
5. procura-se manter livre a faixa superior dos reservatórios para aumentar a capacidade de armazenamento do excesso de afluentes durante o período molhado, minimizando-se os vertimentos e as inundações a jusante;
6. procura-se manter cheia a faixa inferior dos reservatórios para evitar uma excessiva perda de potência no sistema devido à redução das alturas de queda líquida.

Ao final da etapa de simulação a usinas hidroelétricas individualizadas, duas situações distintas podem ser observadas:

- o atendimento das metas de geração hidráulica provenientes da etapa de otimização do modelo SUIISHI. Neste caso o modelo passa para o próximo estágio de tempo;
- o não atendimento das metas de geração hidráulica ocasionado por um déficit ou um excesso na soma da geração hidráulica individualizada. Nestes casos, o modelo SUIISHI irá realimentar a primeira etapa do processo (otimização do balanço hidrotérmico) procurando redefinir a meta de geração hidráulica máxima (em caso de déficit de geração) ou de energia armazenada máxima (em caso de excesso de geração) de tal forma que as metas de geração hidráulica a subsistemas equivalentes possam ser atendidas na segunda etapa do processo de solução. Note que isto também implicará em uma redefinição das metas de geração térmica e dos intercâmbios entre os submercados.

Uma representação esquemática do processo de solução do modelo SUIISHI é apresentada na Figura 1.

Adicionalmente, o modelo SUIISHI é capaz de representar as seguintes funcionalidades:

- é capaz de simular as séries hidrológicas do registro histórico bem como séries sintéticas geradas, por exemplo, pelo modelo GEVAZP [6][7];
- considera restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água, tais como, vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação, desvio de vazão do rio para irrigação ou outros usos, além de operar usinas que estão sujeitas a regras especiais de operação, como as localizadas nas bacias dos rios Paraíba do Sul e São Francisco;
- disponibiliza valores de potências disponíveis por aproveitamento para utilização em balanço de ponta e estudos de confiabilidade;
- Com os resultados do módulo de simulação em patamar de carga único, o modelo os distribui em até 3 patamares de carga, resolvendo-se um problema, para cada subsistema, que minimiza a soma dos desvios quadráticos entre a meta de geração hidráulica, decidida pelo módulo de otimização, para um determinado patamar de carga; e a soma da geração hidráulica individualizada, de todas as usinas do subsistema, no mesmo patamar de carga.

Ao final de uma simulação hidrotérmica, por exemplo, são produzidas estatísticas (valores esperados, desvio padrão, distribuições de frequências etc.) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre os quais, custo total de operação, risco de déficit, déficit de energia, geração hidrelétrica e térmica, vertimentos etc.

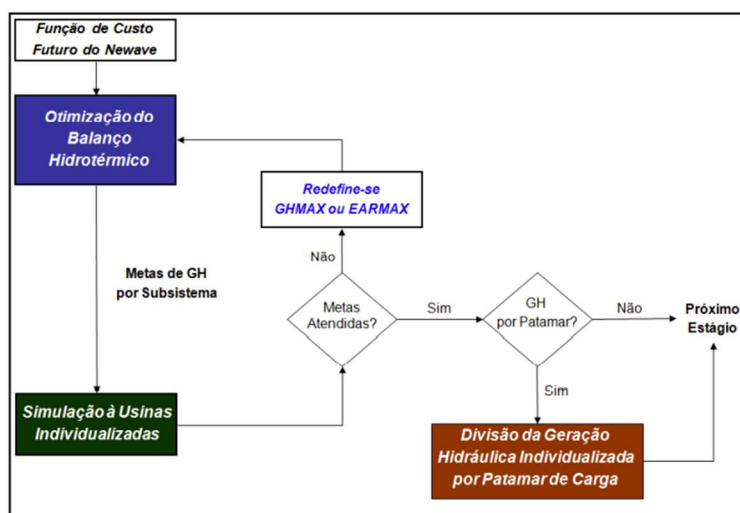


Figura 1: Representação esquemática do processo de solução do modelo SUIISHI.

O modelo SUIISHI possui três modos de simulação. Além do modo de simulação hidrotérmica (descrito anteriormente), o modelo SUIISHI também possui os modos de simulação para cálculo de energia garantida e para cálculo de energia firme. Este último, desde 2016 [3], tem sido oficialmente utilizado no Brasil para o cálculo da energia firme das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN. Este cálculo é realizado na ocasião dos Leilões de Energia Nova e dos processos de revisão ordinária e extraordinária da Garantia Física das UHEs do SIN, tal como ocorrido em 2017 [8].

Vale lembrar que a energia firme de um sistema pode ser definida como o maior mercado que o parque puramente hidrelétrico de um sistema pode atender, considerando a realização sequencial histórica de vazões aos reservatórios, sem que sejam observados déficits [9]. Como apenas a operação do parque hidrelétrico é simulada, não há a necessidade de se ter uma política ótima de operação para o parque hidrotérmico (Função de Custo Futuro) e, portanto, tampouco há a necessidade de se realizar a etapa de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas, descrita nesta seção. Nas simulações para cálculo de energia firme apenas o módulo de simulação a usinas hidrelétricas individualizadas do modelo SUIISHI é utilizado, simulando, iterativamente, diferentes metas de geração hidráulica até que seja encontrado aquele que equivale à energia firme do sistema. O modelo SUIISHI ainda pode calcular a energia firme de cada UHE do sistema considerando um período crítico calculado pelo próprio modelo, ou aquele oficialmente empregado no setor elétrico brasileiro (jun/1949 a nov/1956).

## 2.1 – Prioridades de Deplecionamento dos Reservatórios

Conforme descrito na seção anterior, ao simular a operação do parque hidrelétrico do sistema o modelo SUIISHI adota, como primeiro critério operativo, tentar manter todos os reservatórios dentro de uma mesma faixa de operação. Caso mais de uma UHE esteja dentro da mesma faixa operativa, as usinas têm seu reservatório deplecionado ou

replecionado conforme prioridades pré-estabelecidas. O modelo SUIISHI permite que seja utilizadas duas funções prioridades:

#### Função Prioridade com base na Produtibilidade Acumulada (PA)

Por esta função o modelo SUIISHI atribui maior prioridade para o deplecionamento de um reservatório quanto maior a sua produtividade acumulada, ou seja, quanto mais a montante uma usina estiver na cascata. Este processo visa maximizar a produção energética de cada unidade do recurso híbrido disponível, uma vez que a água turbinada pela usina de montante percorrerá toda a cascata produzindo energia, sem reduzir a produtividade acumulada das usinas de jusante. Por outro lado, por esta função, o replecionamento dos reservatórios será priorizado nas usinas de jusante, uma vez que a água armazenada nestes reservatórios eleva a produtividade acumulada (capacidade de produção de energia com o recurso híbrido disponível) de todas as usinas à montante dela.

A produtividade acumulada de uma usina hidrelétrica pode ser calculada da seguinte forma (equação 1):

$$PA_i = \sum_{j=1}^{NJUS_i} \rho_j \times (CM_i - CF_i - P_i) \quad (1)$$

onde  $NJUS_i$  representa o número de usinas a jusante da usina  $i$  (inclusive),  $\rho$  a produtividade específica da usina,  $CM$  representa a cota de montante do reservatório,  $CF$  a cota do canal de fuga e  $P$  as perdas hidráulicas.

#### Função Prioridade Adaptativa (FPA)

Esta função é oficialmente utilizada nos processos de cálculo de energia firme das UHEs do sistema brasileiro, tendo sido inicialmente empregada pelo modelo MSUI [10], e posteriormente implementada no modelo SUIISHI para replicar a operação realizada por aquele modelo. O seu cálculo é realizado segundo a equação 2.

$$FPA_i = \frac{\left( \frac{PA_i}{NSEG} \right)}{\left( \frac{\sum_{m=1}^{NMONT_i} VU_m + QNAT_i}{NSEG} \right) \times \rho_i \times \frac{dPVC_i}{dV_i}} \quad (2)$$

onde  $NSEG$  é o número de segundos do mês,  $NMONT_i$  o número de usinas a montante da usina  $i$ ,  $VU_m$  o volume útil da usina  $m$ ,  $QNAT$  a vazão natural afluente,  $\rho$  a produtividade específica da usina,  $PVC$  o seu polinômio cota  $\times$  volume e  $V$  o volume total da usina.

Desta forma, nota-se que a Função Prioridade Adaptativa emprega a seguinte lógica:

- atribui maior prioridade de deplecionamento às usinas com maior produtividade acumulada, ou seja, mais a montante na cascata;
- atribui menor prioridade de deplecionamento para as usinas com maiores volumes úteis a montante na cascata, ou seja, para as usinas mais a jusante;
- atribui menor prioridade de deplecionamento para as usinas que tenham maiores vazões naturais afluentes;
- atribui menor prioridade de deplecionamento para as usinas que possuem maiores perdas de altura de queda (cota de montante) com a variação do volume do seu reservatório.

### 3.0 – REGRAS ESPECIAIS DE OPERAÇÃO DAS USINAS DO RIO SÃO FRANCISCO

Nos estudos setoriais envolvendo a utilização do modelo SUIISHI, tal como o cálculo de energia firme, há muito vinham sendo consideradas restrições operativas locais nas usinas do rio São Francisco, tais como as de vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação, desvio de vazão do rio para irrigação ou outros usos. No entanto, tendo em vista os impactos causados pelas mudanças climáticas, especialmente no agravamento de eventos hidrológicos críticos e na possível alteração da estacionariedade das séries hidrológicas, em dezembro de 2017 a Agência Nacional de Águas (ANA) emitiu a Resolução nº 2.081/2017 estabelecendo novas regras operativas para as usinas localizadas no Rio São Francisco.

As regras operativas estabelecidas pela Resolução ANA compreendem os reservatórios de Três Marias, Sobradinho, Itaparica (Luiz Gonzaga), Moxotó, Paulo Afonso I, II, III e IV, e Xingó, o chamado *Sistema Hídrico do São Francisco*. Já o *Reservatório Equivalente* deste sistema é composto pelos reservatórios de Três Marias, Sobradinho e Itaparica (Luiz Gonzaga). Em resumo, os reservatórios das UHEs Três Marias e Sobradinho foram divididos em três faixas operativas: *normal*, *atenção* e *restrição*. A depender da situação de início de mês destes reservatórios, restrições de vazão defluente máxima média mensal, vazão defluente mínima média mensal e de volume mínimo operativo são definidas para determinadas usinas do rio São Francisco. As Tabelas 1 e 2 resumem tais regras operativas.

Tabela 1 – Regras Operativas para o Reservatório da UHE Três Marias

Faixa de Operação da UHE Três Marias	Defluência Máxima	Defluência Mínima
Normal (Armazenamento $\geq$ 60% Volume Útil)	Sem Restrição	150 m <sup>3</sup> /s
Atenção (30% $\leq$ Armazenamento < 60% Volume Útil)	Definida por Curvas de Segurança	150 m <sup>3</sup> /s
Restrição (Armazenamento < 30% Volume Útil)	A ser Estabelecida pela ANA em Conjunto com o ONS	100 m <sup>3</sup> /s

Tabela 2 – Regras Operativas para os Reservatórios das UHEs Sobradinho, Xingó e Itaparica

Faixa de Operação da UHE Sobradinho		Volume Mínimo (UHE Itaparica)	Defluência Mínima (UHE Sobradinho)	Defluência Mínima (UHE Xingó)	Defluência Máxima (UHE Xingó)
Normal (Armazenamento $\geq$ 60% Volume Útil)		30% do Volume Útil	800 m <sup>3</sup> /s	1.100 m <sup>3</sup> /s	Sem Restrição
Atenção (20% $\leq$ Armazenamento < 60% Volume Útil)	Período Úmido	30% do Volume Útil	800 m <sup>3</sup> /s	800 m <sup>3</sup> /s	Definida por Curvas de Segurança
	Período Seco	30% do Volume Útil	800 m <sup>3</sup> /s	800 m <sup>3</sup> /s	Definida por Curvas de Segurança (limitada a 1.000 m <sup>3</sup> /s)
Restrição (Armazenamento < 20% Volume Útil)		Conforme Recomendação da ANA	700 m <sup>3</sup> /s	700 m <sup>3</sup> /s	A ser Estabelecida pela ANA em Conjunto com o ONS

As Curvas de Segurança mencionadas nas Tabelas 1 e 2 definem, para cada mês do ano e para determinadas faixas de valores de armazenamento de início de mês, qual será a defluência máxima permitida para determinadas UHEs (Vide Figura 2). Note que a utilização destas curvas impõe, durante a simulação da operação energética das usinas do São Francisco, descontinuidades nos valores mensais para as defluências mínima e máxima, o que não ocorre na simulação da operação com a ausência destas regras. Como será visto na seção de resultados, tais descontinuidades impactam o processo de convergência para cálculo da energia firme do sistema interligado nacional.

Na Tabela 2, note que em função do estado do reservatório da UHE Sobradinho, restrições são impostas à própria usina e às UHEs Itaparica e Xingó.

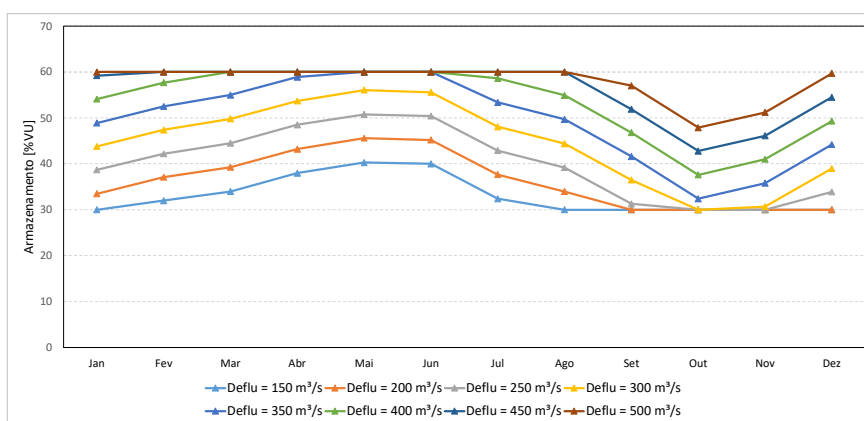


Figura 2 – Exemplo de Curvas de Operação da UHE Três Marias

#### 4.0 – ESTUDO DE CASO

Conforme mencionado anteriormente, nesta seção o impacto das regras especiais de operação das usinas localizadas no rio São Francisco serão avaliadas considerando tanto a simulação do parque hidrotérmico brasileiro quanto o cálculo de parâmetros estruturais do sistema, ou seja, a sua carga crítica e energia firme. Para a avaliação da operação do parque hidrotérmico do sistema, foi utilizada a plataforma de dados do Plano Mensal de Operação de janeiro de 2021, elaborada pelo ONS. Para a obtenção da política ótima de operação (Função de Custo Futuro), executou-se a versão 27 do modelo NEWAVE. Em seguida, a modo de simulação hidrotérmica do SUIISHI foi executado, com e sem a consideração das regras da ANA para as usinas do São Francisco (daqui em diante chamadas *Regras do SF*), comparando-se então os índices de desempenho do sistema nas diferentes situações.

Para a análise da carga crítica e da energia firme do sistema, utilizou-se a plataforma de dados do Leilão de Energia Nova A-5 de 2021, também executado com o NEWAVE versão 27. Nesta análise foi observado a carga crítica do

SIN, a sua Energia Firme, a energia firme das usinas do São Francisco, e o número de iterações necessárias para a convergência do modelo SUISHI.

### Simulação Hidrotérmica

A Figura 3(a) ilustra a evolução do valor esperado da energia armazenada do SIN, sem e com a consideração das *Regras do SF*, além das diferenças entre as duas situações. Isto é feito considerando os valores médios mensais obtidos para todas as séries históricas de vazões afluentes aos reservatórios. Ainda na Figura 3(b) se encontra ilustrado a evolução do mesmo parâmetro, porém considerando apenas as usinas do São Francisco, ou seja, as UHEs Três Marias, Sobradinho, Itaparica, Xingó e o complexo Paulo Afonso Moxotó.

Conforme pode ser visto na Figura 3, a simulação do sistema com as *Regras do SF* elevou os seus níveis médios de armazenamento em 2.500 MWmédios. Observando apenas as usinas do São Francisco, o aumento médio de armazenamento alcançou aproximadamente os mesmos valores. Este comportamento era esperado tendo em vista as limitações de esvaziamento dos reservatórios impostos pelos *Regras do SF*.

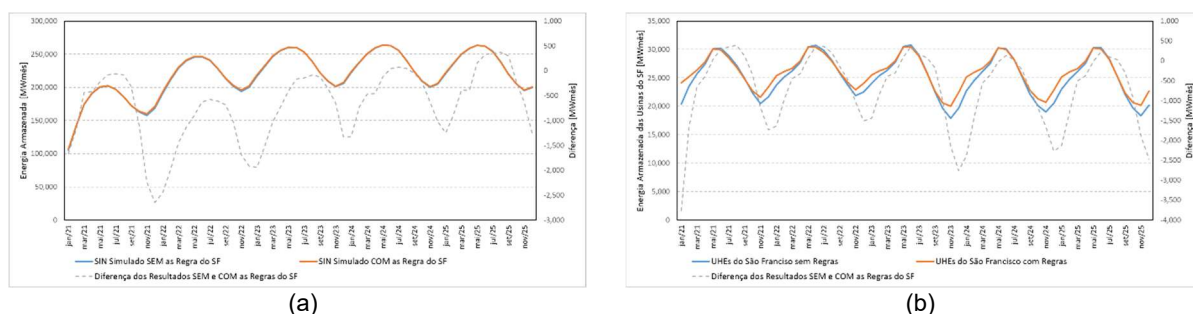


Figura 3 – Evolução da Energia Armazenada do SIN (a) e das usinas do rio São Francisco (b) – Média das Séries Histórias de Vazões

A Figura 4(a) mostra uma análise similar para o valor esperado da geração hidráulica, onde é possível observar que o montante geração hidráulica das usinas do São Francisco é, em média, superior quando as *Regras do SF* não estão sendo consideradas. Este mesmo efeito também pode ser observado de forma mais discreta para a geração hidráulica do SIN, ilustrada na Figura 4(b).

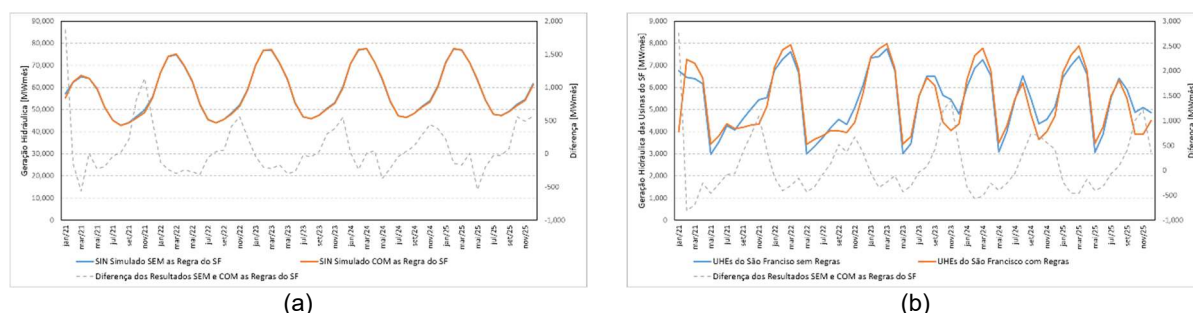


Figura 4 – Evolução da Geração Hidráulica do SIN (a) e das usinas do rio São Francisco (b) – Média das Séries Histórias de Vazões

Resultados para o valor esperado da geração térmica, ilustrados na Figura 5(a), mostram elevações médias pequenas no período molhado, mas que podem chegar de 500 a 1.000 MWmédios no final do período seco. Como consequência, observa-se que o custo esperado total de operação do sistema, ilustrado na Figura 5(b), apresenta elevações nos períodos secos.

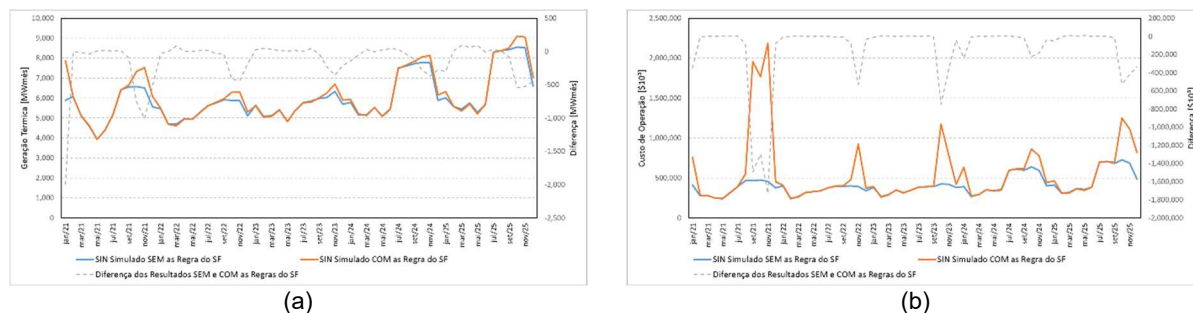


Figura 5 – Evolução da Geração Térmica do SIN (a) e do Custo Total de Operação (b) – Média das Séries Histórias de Vazões



Análise semelhante pode ser obtida para o valor esperado do custo marginal de operação dos submercados Sudeste e Nordeste (Figura 6). Estes exibem comportamento compatível com o descrito anteriormente, ou seja, mostrando elevação da geração térmica, do custo total de operação e do CMO quando as *Regras do SF* estão ativas. Observam-se que as diferenças encontradas podem ser relevantes nos períodos secos.

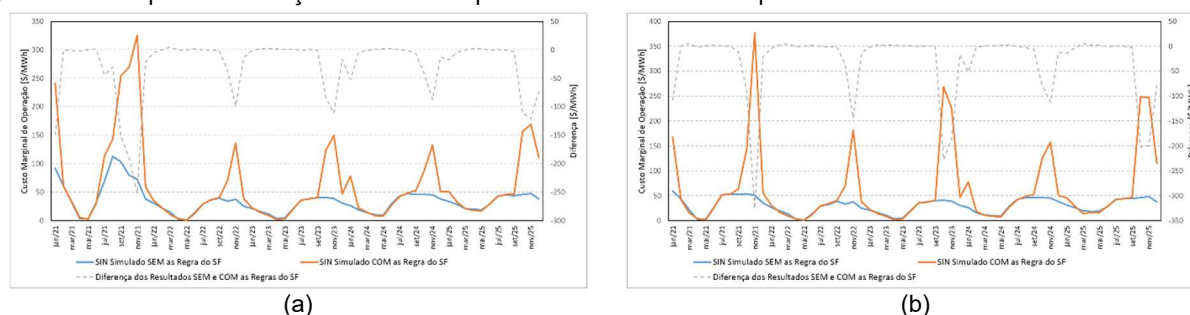


Figura 6 – Evolução do Custo Marginal de Operação do Sudeste (a) e do Nordeste (b) – Média das Séries Histórias de Vazões

Cabe destacar que os resultados exibidos até aqui se referem a valores médios de todas as séries históricas de vazões, entretanto, o efeito produzido pela aplicação das *Regras do SF* tem impacto distinto segundo a criticidade da série hidrológica realizada. A Tabela 3 mostra valores médios considerando todos os meses do horizonte de planejamento, sendo exibidas três situações distintas: (i) média do histórico de vazões; (ii) série de 1932, a qual representa uma situação de hidrologia favorável; e (iii) série de 2015, a qual representa uma situação de hidrologia desfavorável.

Tabela 3 – Valores Médios dos Indicadores de Desempenho do Sistema – Média das Séries Históricas de Vazões

	Média das Séries Históricas		Série Histórica de 1932		Série Histórica de 2015	
	Sem Regras SF	Com Regras SF	Sem Regras SF	Com Regras SF	Sem Regras SF	Com Regras SF
Energia Armazenada Final (MWmês)	218.971,73	219.676,57	215.830,58	214.940,23	133.211,13	142.598,02
Geração Hidroelétrica (MWmês)	58.359,45	58.286,71	55.594,83	55.556,05	51.959,72	51.470,90
Energia Vertida (MWmês)	7.064,36	7.095,14	4.875,32	4.911,59	3.834,95	3.669,69
Geração Termoeletrica (MWmês)	5.952,17	6.099,40	5.848,39	5.976,19	7.759,45	8.168,03
Custo de Operação (R\$10 <sup>9</sup> )	409.157,39	556.883,33	398.016,03	417.145,11	597.610,37	1.109.503,98
CMO Sudeste (R\$/MWh)	34,71	63,33	35,71	45,40	111,78	252,41
CMO Sul (R\$/MWh)	34,70	58,98	35,71	45,40	111,78	240,90
CMO Nordeste (R\$/MWh)	30,08	61,95	33,30	42,89	111,59	255,54
CMO Norte (R\$/MWh)	29,91	56,07	33,31	41,79	111,59	255,54

Dos resultados da Tabela 4 observa-se que, para a média das séries hidrológicas e para a série de 2015, a energia armazenada do sistema é elevada quando se utiliza as *Regras do SF*, entretanto, este comportamento não é observado para a série de 1932, a qual representa um cenário hidrológico favorável. Neste caso, tanto a energia armazenada quanto a geração hidráulica se mostram inferiores à situação em que as *Regras do SF* não são aplicadas, com consequente aumento da energia vertida. Este resultado leva a crer que, em cenários de hidrologia favorável, a aplicação das regras se mostra uma ação muito conservadora, elevando o vertimento e reduzindo a geração hidráulica e a energia armazenada em termos médios. Por outro lado, vale destacar que a aplicação das *Regras do SF* foi capaz de elevar a energia armazenada em 7% (133.211 para 142.598 MWmédios) no cenário de hidraulicidade desfavorável.

Os demais parâmetros seguem a mesma lógica nas três situações, ou seja, elevação de geração térmica, do custo de operação e do CMO.

Esta análise foi realizada com a versão 15 do modelo SUIISHI.

#### Cálculo de Energia Firme

O objetivo desta seção é apresentar o impacto das regras especiais de operação das usinas localizadas no rio São Francisco no cálculo de parâmetros estruturais do sistema, ou seja, a sua carga crítica e energia firme.

A simples implantação das *Regras do SF*, conforme descrito nas Tabelas 1 e 2 e implementado na versão 14 do modelo SUIISHI, trouxe impactos muito relevantes nos parâmetros estruturais do sistema, bem como na simulação hidrotérmica. Isto advém do fato de as regras de operação se alterarem de forma relevante durante o processo iterativo da simulação a usinas hidrelétricas individualizadas, quando os armazenamentos das usinas do Sistema

*Hídrico do São Francisco* encontram-se no limiar da transição entre as faixas *normal* e de *atenção* e entre as faixas de *atenção* e *restrição*. Esse impacto está ilustrado nas duas primeiras colunas da Tabela 4. Pode-se observar que a carga crítica e a energia firme do sistema são reduzidas em aproximadamente 10% e 2,6% respectivamente. Já a energia firme do *Sistema Hídrico do São Francisco* é reduzida em 8,2% aproximadamente.

A redução significativa dos principais parâmetros estruturais do sistema levou à procura por aprimoramentos das regras operativas do processo iterativo da simulação a usinas hidrelétricas individualizadas, somente para as usinas que compõem o sistema *Sistema Hídrico do São Francisco*. Alguns aprimoramentos foram testados, dentre eles a simulação da operação das usinas do São Francisco separadamente das demais usinas do sistema, como é caso adotado para a bacia do rio Paraíba do Sul. Porém, o aprimoramento que forneceu os melhores resultados é aquele que impõem que as usinas do São Francisco (Três Marias e Sobradinho) sejam o último recurso utilizado. Ou seja, elas são colocadas com menor prioridade, dentro de uma mesma faixa operativa. Este aprimoramento deu origem a versão 15 do modelo SUIISHI.

Comparando a coluna 1 com a coluna 3 da Tabela 14, verifica-se que a carga crítica e a energia firme do sistema são reduzidas em aproximadamente 3,6% e 0,9% respectivamente. Já a energia firme do Sistema Hídrico do São Francisco é reduzida em 6,5% aproximadamente. Esses valores traduzem o impacto das *Regras do SF* nos parâmetros estruturais do sistema. Todos os resultados listados na Tabela 4 consideraram a função prioridade adaptativa, utilizada oficialmente nos processos de cálculo de energia firme, tendo sido inicialmente empregada pelo modelo MSUI, e posteriormente implementada no modelo SUIISHI para replicar a operação realizada por aquele modelo.

Tabela 4 – Resultados da Simulação para Cálculo de Energia Firme – Função Prioridade Adaptativa

	Sem as Regras do São Francisco	Com as Regras do São Francisco (SUIISHI 14)	Com as Regras do São Francisco (SUIISHI 15)
Nº Iterações	17	428	30
Mercado de Convergência	50.818,72	45.315,37	48.969,06
Energia Firme do Sistema	54.477,99	53.045,65	53.975,27
Energia Firme das UHEs São Francisco	5.265,82	4.835,68	4.919,83

Outra investigação conduzida foi repetir o estudo, agora considerando a função prioridade com base na produtibilidade acumulada, originalmente implementada no SUIISHI. O seu objetivo é maximizar a produção energética de cada unidade do recurso híbrido disponível, uma vez que a água turbinada pela usina de montante percorrerá toda a cascata produzindo energia, sem reduzir a produtibilidade acumulada das usinas de jusante, seja no processo de esvaziamento ou de enchimento.

Os resultados alcançados estão sumarizados na Tabela 5. Comparando-se a primeira coluna com a segunda obtida com a versão 14, ou seja, onde foram implementadas as *Regras do SF* sem nenhum aprimoramento específico das regras de operação do processo iterativo da simulação a usinas hidrelétricas individualizadas para as usinas do São Francisco. A redução na carga crítica, energia firme do sistema e energia firme das usinas do São Francisco foram muito próximos aos valores obtidos com a versão 15 e função prioridade adaptativa. Quando se avalia o aprimoramento introduzido pela versão 15 concomitante com a função prioridade com base na produtibilidade acumulada, o benefício foi bem menor. Estes resultados indicam que a função prioridade adaptativa deve ser revisitada já que as *Regras do SF* apresenta características novas que provavelmente não foram contempladas nas heurísticas que deram origem a função prioridade adaptativa.

Tabela 5 – Resultados da Simulação para Cálculo de Energia Firme – Função Prioridade com Base na Produtibilidade Acumulada

	Sem as Regras do São Francisco	Com as Regras do São Francisco (SUIISHI 14)	Com as Regras do São Francisco (SUIISHI 15)
Nº Iterações	22	120	36
Mercado de Convergência	50.484,32	48.353,00	48.513,21
Energia Firme do Sistema	54.400,30	53.845,50	53.901,41
Energia Firme UHEs São Francisco	5.221,60	4.926,22	4.926,42

## 5.0 – CONCLUSÕES

Na Bacia do Rio São Francisco estão localizadas as usinas hidroelétricas (UHEs) Três Marias, Sobradinho, Itaparica, Xingó e o complexo Paulo Afonso-Moxotó, que juntas somam 10.367,2 MW (6%) de capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além da produção de energia elétrica, o rio São Francisco também se mostra importante para outras atividades, tais como o abastecimento de água, o transporte e a comunicação entre as cidades da região.



As baixas afluências presenciadas pela bacia nos últimos anos levaram, em 2017, a um armazenamento de 8,41%, prejudicando a produção de energia e o uso múltiplo dos recursos hídricos. Como consequência, entre 2013 e 2017, a Agência Nacional de Águas (ANA) reduziu gradativamente a obrigatoriedade de defluência mínima nas UHEs Sobradinho e Xingó. Dada a importância desta bacia para a segurança hídrica da sua área de influência, e o reconhecimento da possível influência das mudanças climáticas sobre a disponibilidade de recursos hídricos na região, a ANA em 2017 estabeleceu regras operativas específicas para as UHEs Três Marias, Sobradinho, Xingó e Itaparica.

O objetivo deste trabalho foi utilizar o modelo de Simulação a Usinas Hidroelétricas Individualizadas – SUISHI, oficialmente empregado no setor elétrico brasileiro para o cálculo das energias firmes das UHEs do SIN, para avaliar o impacto de tais regras operativas na definição de parâmetros estruturais para o sistema, como a sua energia firme e a sua carga crítica. Foi avaliado também o impacto destas regras na operação do parque hidrotérmico brasileiro, e dos reservatórios do rio São Francisco, considerando-se diversos cenários hidrológicos.

Os primeiros resultados mostraram que a consideração das novas regras de operação das usinas do rio São Francisco implicou em uma queda significativa do mercado de convergência e da energia firme do SIN. O modelo SUISHI foi aprimorado para que a nova realidade operativa fosse considerada de forma a impactar da menor forma possível os parâmetros estruturais do sistema. Tais aprimoramentos e os resultados alcançados se mostraram dependentes da priorização dada ao deplecionamento e replecionamento dos reservatórios do São Francisco, além da função de priorização utilizada para as demais usinas do sistema. Estes resultados foram amplamente discutidos.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao GT-Metodologia/CPAMP pelo apoio e discussões no desenvolvimento deste trabalho.

## REFERÊNCIAS

- [1] ANA, Resolução nº2.081, de 04 de dezembro de 2017. Disponível em <https://arquivos.ana.gov.br/resolucoes/2017/2081-2017.pdf>.
- [2] MACEIRA, M.E.P.; BATISTA, F.R.S.; SILVA, L.F.E.C.; MELO, A.C.G.; MARZANO, L.G.B., A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems. 20th Power Systems Computation Conference - PSCC 2018, Dublin, Ireland, 2018.
- [3] MME, Portaria No 101, de 22 de março de 2016, Disponível em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2016/portaria\\_n\\_101-2016.pdf/view](https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2016/portaria_n_101-2016.pdf/view)
- [4] MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., MELO, A.C.G., CHAIN OF OPTIMIZATION MODELS FOR SETTING THE ENERGY DISPATCH AND SPOT PRICE IN THE BRAZILIAN SYSTEM, 14TH POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, SEVILLE, SPAIN, 2002.
- [5] MACEIRA, M.E.P., PENNA, D.D.J., DINIZ, A.L., PINTO, R.J., MELO, A.C.G., VASCONCELLOS, C.V., CRUZ, C.B., Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model, 20th Power System Computation Conference – PSCC 2018, Dublin, Ireland, 2018.
- [6] MACEIRA, M.E.P.; BEZERRA, C.V. Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems, 5th Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Vancouver, Canada, September 1997.
- [7] PENNA, D.D.J.; MACEIRA, M.E.P.; DAMÁZIO, J.M., Selective Sampling Applied to Long-Term Hydrothermal Generation Planning, 17th Power System Computation Conference - PSCC, Stockholm, Sweden August 2011.
- [8] EPE, Estudos para a Licitação da Expansão da Geração, Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas, Nota Técnica EPE-DEE-RE-016-2017\_r2, Abril 2017.
- [9] FORTUNATO, L.A. et ali. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, Editora Niterói: Universidade Fluminense, EDUFF, 1990.
- [10] Eletrobras, "MSUI (Modelo de simulação a usinas individualizadas) - versão 3.5 - Manual de metodologia". Agosto de 2016.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Fabio R. S. Batista é graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Espírito Santo (1999), mestre (2002) e doutor (2007) em Engenharia de Produção pela PUC-Rio. Desde 2001 é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, onde atua na coordenação de projetos relativos ao desenvolvimento de modelos computacionais relacionados ao planejamento da operação e da expansão energética de sistemas elétricos e modelos dedicados à análise de investimentos em G&T. Desde 2007 é professor adjunto do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.



MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA é Engenheira Civil, UFRJ; especialização em Análise de Sistemas, PUC-Rio; Mestre e Doutora em Ciências, COPPE/UFRJ e MBA em Energia Elétrica, IBMEC. Professora Adjunto desde 1986, UERJ. Pesquisadora, CEPEL, junho/1986 a dezembro/2020, desenvolvendo e coordenando projetos para planejamento da expansão e operação, otimização e hidrologia estocástica, previsão/geração de vazões, confiabilidade, integração de novas renováveis, desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade, mudanças climáticas, análise de riscos, comercialização e formação de preços. Exerceu chefia do Programa de Pesquisa Energética e do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente, dezembro/1999 a janeiro/2017. É membro titular da Academia Nacional de Engenharia.



RAFAEL RATES OLASAGASTI é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2017). Atualmente é aluno de mestrado da COPPE pelo Programa de Engenharia Elétrica (PEE) e analista de sistemas no CEPEL. Foi estagiário do CEPEL no Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA) de Agosto de 2016 à Fevereiro de 2018, onde trabalhou na área de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, majoritariamente no auxílio do desenvolvimento e aprimoramento do modelo SUIISHI. Durante a graduação foi bolsista de iniciação científica no laboratório de Eletrônica de Potência (ELEPOT) no período de 2013 à 2015, realizando estudos sobre conversores modulares multiníveis.