



## **GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT**

### **AValiação DO DESEMPENHO DE FREQUÊNCIA DO SIN COM BASE EM PARÂMETROS DE INÉRCIA E RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA**

**RAFAEL ZYMLER(1); FABRICIO ANDRADE MOURINHO(1); FERNANDO CATTAN JUSAN(1); JARDEL CUNHA CAMELO(1); RENATO TOMAZ DA CONCEIÇÃO(1); ALEXANDRE DE MELO SILVA(1); BRUNO DA CRUZ SESSA(1); RAPHAEL BOTTINO ARCOS(1)  
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS(1);**

#### **RESUMO**

Neste trabalho é avaliada a utilização de diferentes parâmetros para indicar a resiliência do SIN frente a perdas de grandes blocos de geração e aperfeiçoar a parametrização dos limites para evitar a atuação do primeiro estágio do ERAC. Os principais parâmetros avaliados foram a inércia e reserva de potência operativa do SIN. Adicionalmente, é proposta uma ferramenta para o cálculo e monitoração dessas grandezas em tempo real. Simulações em casos de planejamento da operação foram realizadas para definir os valores de referência de inércia e reserva girante que evitam a atuação de ERAC no SIN em função de contingências críticas, considerando premissas para melhorar a aderência com os registros PMU de eventos reais ocorridos no SIN.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Estabilidade de Frequência, Inércia, Reserva de Potência Operativa, RPO, ERAC.

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

As variações de frequência ocorrem sempre que existe um desequilíbrio entre a carga e geração do sistema. Eventos que resultem em déficits elevados de geração podem provocar afundamentos de frequência que levam à atuação dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERAC.

A carga do SIN é historicamente utilizada pelo ONS para parametrizar diversos limites elétricos do sistema, incluindo limites com foco no desempenho da frequência. Essa premissa se baseia no fato de que quanto menor a carga do sistema, menor a quantidade de máquinas sincronizadas e, consequentemente, menor a inércia do sistema. Quanto maior a inércia equivalente, menor será a taxa de redução da frequência nos primeiros segundos após um distúrbio e, portanto, maior será o tempo que os reguladores de velocidade das unidades geradoras terão para responder antes do sistema atingir a frequência mínima, melhorando a resposta e, possivelmente, evitando a atuação do ERAC [1].

No entanto, a presença de elos de corrente contínua conectados de forma assíncrona ao SIN, como os bipolos Porto Velho – Araraquara 2 e Foz do Iguaçu - Ibiúna, bem como o aumento da potência instalada de fontes renováveis intermitentes, como eólicas, fotovoltaicas e o aumento da penetração da geração distribuída, fizeram com que uma parcela cada vez maior da carga seja atendida por fontes que agregam pouca ou nenhuma inércia ao sistema, uma vez que estas fontes são conectadas ao SIN por meio de inversores. Dessa forma, o patamar de Carga do SIN pode não mais representar uma correlação adequada com a inércia real do sistema e, consequentemente, não indicar de maneira confiável a robustez do sistema para suportar perdas de grandes blocos de geração.

A reserva de potência operativa (RPO) consiste no montante de geração que está disponível para ser utilizado em qualquer instante de tempo, devendo possuir capacidade de rápida tomada de carga, com a finalidade de substituição de geração, caso ocorra uma perda de bloco de potência no sistema de transmissão, além de permitir a readequação da geração para desvios normais entre a demanda prevista e a demanda verificada. Adicionalmente, essa grandeza também impacta no regime transitório, uma vez que quanto maior a reserva de potência operativa, maior a quantidade de recursos na regulação primária para controle de frequência, melhorando o desempenho do sistema durante contingências.

A título de ilustração, a Figura 1 a seguir mostra que, para um mesmo patamar de carga SIN, é possível obter desempenhos completamente diferentes em termos de frequência, dependendo do despacho dos elos de corrente contínua e da participação de geração renovável intermitente com reflexo direto na inércia do sistema, alterando

significativamente a frequência mínima. Na Figura 1, os níveis de inércia total variaram de 307 GW.s até 247 GW.s, mantendo-se a mesma reserva operativa em todos os casos (8.200 MW), obtendo-se frequências mínimas entre 58,95 Hz e 58,65 Hz, respectivamente, para a mesma perturbação considerada (perda de um bipolo de Xingu e corte 3.780 MW de geração na UHE Belo Monte).

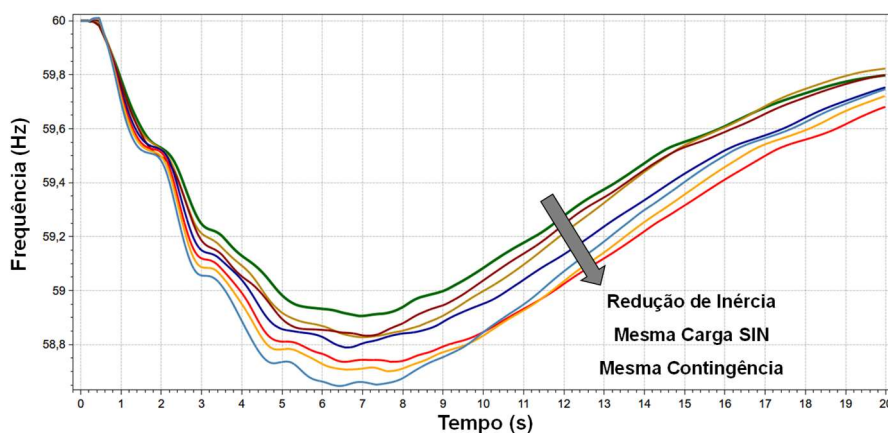


Figura 1 - Desempenho da frequência para mesmo valor de Carga SIN, mesma contingência e diferentes valores de inércia (307 GW.s a 247 GW.s)

Por outro lado, a Figura 2 apresenta dois casos com cargas distintas (Carga SIN de 63 GW e 72 GW), porém com os mesmos valores de inércia (303 GW.s) e reserva de potência operativa (8.200 MW). Nesta análise, para a mesma contingência (perda de um bipolo de Xingu e corte 2.700 MW de geração na UHE Belo Monte), os dois casos apresentam excursões de frequência estritamente semelhantes.

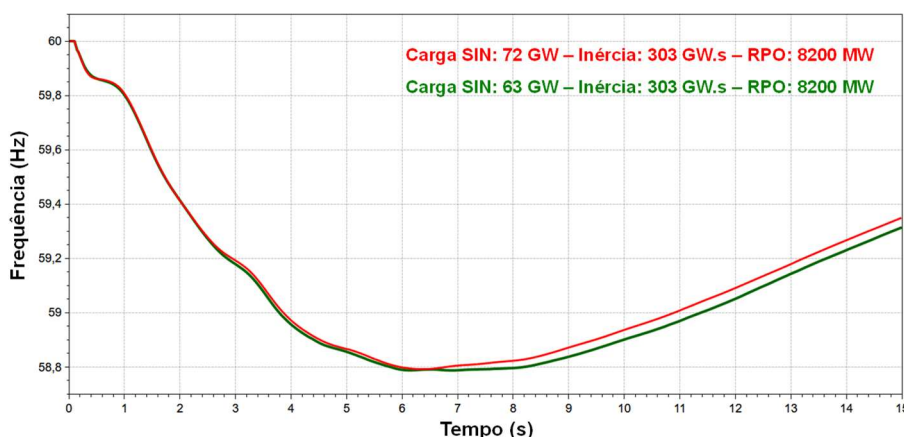


Figura 2 - Desempenho da frequência para diferentes valores de Carga SIN, mesma contingência e valores de inércia e RPO iguais.

Dessa forma, pode ser constatado que os indicadores de inércia e reserva de potência operativa são melhores para a parametrização de limites com intuito de evitar atuação de ERAC, quando comparados com a parametrização com base somente na Carga do SIN. Ou seja, a correlação da inércia e RPO com o desempenho da frequência do SIN é maior que a correlação da Carga SIN com o desempenho da frequência, para a mesma perturbação considerada.

Ante o exposto, este trabalho visa parametrizar limites para evitar a atuação do ERAC no SIN, frente à perda de grandes blocos de geração, em função da inércia e reserva girante do sistema. Serão calculados os limites para as seguintes contingências: (i) perda de um dos bipolos de Xingu e, conseqüente, corte de máquinas na UHE Belo Monte e UHE Tucuruí; (ii) perdas no tronco de 765 kV, e cortes nas UHEs Itaipu e Tucuruí. Estes são atualmente os eventos mais severos em relação ao déficit de potência para o SIN e, portanto, são adotados como critério de planejamento da operação.

## 2.0 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS INFLUENTES

### 2.1 Energia cinética e inércia

A constante de inércia das máquinas síncronas ( $H$ ) é a razão da quantidade de energia cinética armazenada à rotação nominal pela potência aparente nominal da máquina [ $MVA_{base}$ ], tal como ilustrado na equação (1) [2].

$$H_j = \frac{1}{2} \frac{J \times \omega_{0m}^2}{VA_{base}} \quad (1)$$

sendo  $J$  o momento de inércia combinado de todas as partes girantes da máquina síncrona  $j$ , incluindo a turbina e o gerador [ $kg \cdot m^2$ ],  $\omega_{0m}$  a velocidade angular mecânica nominal [ $rad/s$ ] e  $VA_{base}$  a potência aparente nominal da máquina síncrona [ $VA$  – para expressar em MVA deve-se converter a base].

Pode ser verificado que o produto da potência nominal da máquina por sua constante de inércia, apresenta a quantidade de energia cinética armazenada pela máquina em rotação nominal [ $MW \cdot s$ ], também denominada inércia, tal como apresentado abaixo na equação (2).

$$MW \cdot s_i = \sum_{j=1}^k H_j \times MVA_{base,j} \quad (2)$$

sendo  $k$  a quantidade de máquinas síncronas sincronizadas na área de controle  $i$  e  $MW \cdot s_i$  a quantidade de energia cinética armazenada na área ou subsistema  $i$ .

Como afirmado anteriormente, as centrais de geração eólica e fotovoltaica não contribuem de forma natural para a inércia do sistema, uma vez que são conectadas através de conversores. No entanto, é possível modular transitoriamente a potência de saída destas centrais quando em regime de subfrequência ou sobrefrequência, de modo a emular a inércia das máquinas síncronas. Este recurso é implementado via sistema de controle e é denominado “inércia sintética”.

## 2.2 Reserva de potência operativa girante

Embora a reserva girante do SIN seja dimensionada e alocada principalmente para fazer frente às incertezas associadas à previsão de carga e à previsão de geração renovável intermitente, ela também desempenha papel fundamental na regulação de frequência do sistema durante distúrbios que levem à perda de geração, sobretudo na etapa de regulação primária e secundária. A reserva de potência operativa girante total do SIN ( $RPO_{SIN}$ ) pode ser calculada com base na equação (3), que ilustra o cálculo da RPO para cada área de controle do SIN.

$$RPO_i = \sum_{j=1}^k n_{UG-sinc_j} \times (P_{m\acute{a}x-disp_j} - P_{despachada_j}) \quad (3)$$

onde  $RPO_i$  é a reserva de potência operativa da área de controle  $i$ ,  $n_{UG-sinc_j}$  – Número de unidades geradoras sincronizadas na usina  $j$ ,  $P_{m\acute{a}x-disp_j}$  é a potência ativa máxima disponível [ $MW$ ] por unidade geradora da usina  $j$ , que varia em função da altura de queda de usinas hidrelétricas ou de acordo com o rendimento de usinas termelétricas,  $P_{despachada_j}$  é a potência ativa despachada [ $MW$ ] por unidade geradora da usina e  $k$  é a quantidade de usinas hidrelétricas e usinas termelétricas da área  $i$ .

## 2.3 Taxa de variação de frequência (RoCoF)

Este índice é comumente chamado de *RoCoF*, oriundo do termo em inglês “*Rate-of-Change of Frequency*”. Essa taxa de variação  $df/dt$ , em Hz por segundo, pode ser calculada de maneira aproximada pela equação (4).

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times \Delta P \text{ MW}}{2 \times \sum_{j=1}^k H_j \times MVA_{base,j}} \quad (4)$$

onde  $k$  é o número de máquinas sincronizadas na área de interesse ou no SIN,  $\Delta P$  MW é a variação de potência [MW] e  $\sum_{j=1}^n H_j \times MVA_{base,j}$  é a inércia equivalente da área ou do SIN não normalizada pela carga [MVA.s]. Maiores detalhes sobre os índices supracitados podem ser encontrados em [3].

### 2.3 Aquisição dos dados de inércia, reserva de potência

Foi desenvolvida uma tela no Sistema de Supervisão e Controle do ONS para monitoramento em tempo real da inércia e reserva de potência operativa do SIN, apresentada na Figura 3. A partir dessa tela, é possível obter o valor da inércia das máquinas síncronas [MW.s], a reserva de potência operativa total das UHEs e UTEs [MW], além da carga e geração do sistema [MW] [3].

Adicionalmente, foi implementada uma ferramenta de cálculo com o objetivo de fornecer informações completas da geração [MW], Inércia [MW.s] e RPO [MW] das unidades geradoras hidráulicas, unidades de compensadores síncronos e usinas térmicas individualmente. É possível realizar o cálculo do RPO considerando a disponibilidade com base na Potência Nominal ou Potência Efetiva, informada por dados de disponibilidade térmica e hidráulica enviados pelos agentes.



Figura 3 - Tela de acompanhamento da inércia e RPO do SIN.

### 3.0 LEVANTAMENTO HISTÓRICO E PROJEÇÃO DA INÉRCIA E RESERVA

Foi realizado um levantamento histórico da inércia horária do SIN, entre julho de 2019 e julho de 2020, utilizando a tela de inércia desenvolvida, a qual teve como referência o relatório [3]. Os meses de abril e maio de 2020 não foram considerados devido a uma indisponibilidade do sistema de aquisição. Com base nos dados, foi possível correlacionar os valores mínimos de inércia por mês e para cada patamar de carga do SIN, observando diferentes períodos e sazonalidades.

Percebe-se que o período úmido da região Norte, entre janeiro e março, que também ocorre simultaneamente com o verão e consequentemente uma carga SIN mais elevada, corresponde ao período com maiores valores de inércia mínima do sistema, que atingiram valores em torno de 380 GW.s. A menor inércia mínima observada ocorreu em julho de 2019, chegando a valores de 260 GW.s. A Figura 4 ilustra os valores de inércia mínima subdivididos por patamar de carga SIN. Ou seja, as barras em azul indicam o menor valor de inércia para uma Carga SIN menor que 50 GW. De análogo, as barras em cinza indicam o menor valor de inércia para uma Carga SIN entre 50 GW e 63 GW, e assim sucessivamente.

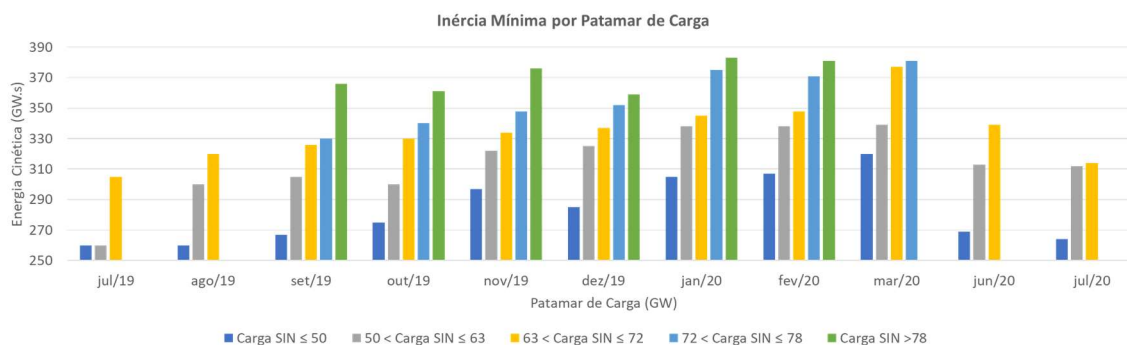


Figura 4 - Valores de inércia mínima por patamar de carga.

De modo complementar, foram avaliados os valores de inércia e reserva dos casos de referência quadrimestrais do ano de 2020, conforme os gráficos apresentados na Figura 5. A menor inércia observada foi de aproximadamente 250 GW.s para os casos de carga mínima, valor próximo ao observado em tempo real, ilustrando a aderência dos estudos realizados no âmbito do planejamento da operação com a realidade operativa do SIN.

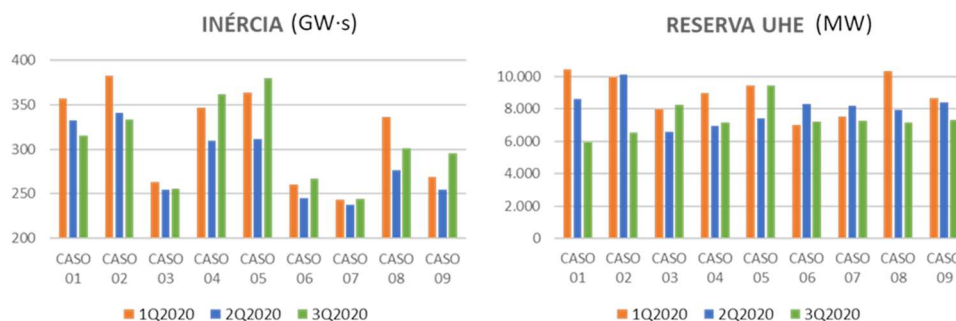


Figura 5 - Inércia total do SIN [GW.s] e RPO [MW] nas UHEs dos casos dos estudos quadrimestrais de 2020.

A reserva hidráulica tem um papel relevante no controle da frequência, visto que a maior parte da matriz energética do SIN é composta por esse tipo de usina. A Figura 5 apresenta a reserva disponível nas unidades geradoras hidráulicas, que ficou entre 6.000 MW e 10.000 MW. Com base nestas informações, foi adotado neste trabalho a premissa de manter a reserva operativa alocada nas UHE em um valor médio entre  $8.000 \pm 500$  MW, para comparar o desempenho do sistema com diferentes valores de inércia, mas com um valor de reserva girante similar entre os casos.

A título de ilustração, o gráfico da Figura 6 apresenta uma comparação da inércia mínima, média e máxima e da carga mínima e máxima entre diferentes operadores do mundo, incluindo AEMO (Austrália), Hydro Quebec (Canadá), IESO (Canadá), Manitoba Hydro (Canadá), Eirgrid (Irlanda), Statnett (Dinamarca), REE (Espanha), ERCOT (Texas EUA) e ONS [4]. Percebe-se que o ONS apresenta uma inércia mínima bastante superior aos valores dos outros operadores, muito em função da grande quantidade de usinas hidráulicas de grande porte no SIN. No entanto, a entrada massiva de fontes conectadas via inversores, aliada às mudanças climáticas globais com consequente redução do nível dos reservatórios, pode levar o SIN a ter uma redução do valor mínimo de inércia, mesmo considerando um aumento contínuo da carga.

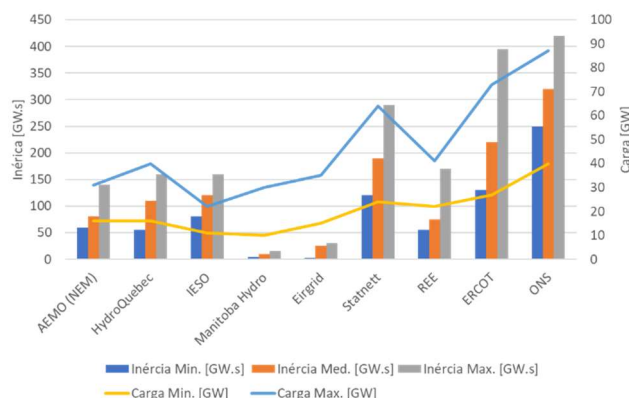


Figura 6 - Comparação da inércia e carga de operadores do mundo [4].

## 4 PREMISSAS E FATORES INFLUENTES

### 4.1 Fatores influentes no desempenho da frequência

Diversos fatores e parâmetros podem influenciar o desempenho da frequência do SIN, como a regulação primária das usinas termelétricas e usinas hidrelétricas, o montante despachado e o comportamento das usinas eólicas e fotovoltaicas, a variação da carga com a tensão e frequência, a desconexão em cascata de geradores distribuídos, variação das perdas elétricas na transmissão, dentre outros.

Os reguladores de velocidade das usinas hidráulicas podem ter sua resposta impactada em função da altura de queda dos reservatórios, sendo necessário considerar essa influência na reprodução de eventos reais no SIN [5].

As usinas térmicas podem ter diferentes desempenhos frente a distúrbios de frequência dependendo do tipo. Usinas nucleares operam na base e auxiliam apenas com a componente inercial. Usinas à vapor podem contribuir se tiverem reserva, porém não existe um requisito de alocação de reserva nessas usinas para o SIN e existem modos de operação que essas unidades não contribuem na regulação primária. Nas usinas a gás, pode ocorrer atuação do limitador de temperatura do exaustor durante eventos de subfrequência, podendo levar até mesmo a uma redução da potência dessas máquinas [6]. Como estas características não são representadas em detalhes na base de dados de transitórios eletromecânicos, foi adotada como premissa para as simulações o bloqueio dos reguladores de velocidade das usinas térmicas (potência mecânica constante), de forma a aproximar a resposta das simulações ao desempenho real do sistema [5].

A modelagem da carga com a tensão atualmente é considerada nas simulações do SIN através de dados do modelo ZIP enviados pelos agentes. No entanto, esses dados estão desatualizados e precisam ser revistos. No caso da variação da carga com a frequência, atualmente não há uma representação diretamente nos modelos de carga de forma individualizada. Este efeito é considerado indiretamente através de um parâmetro inserido nos reguladores de velocidade das máquinas síncronas para levar em conta uma influência agregada do amortecimento [7]. No entanto, nem todos os geradores possuem esse parâmetro representado no regulador de velocidade e nem há critérios claros para sua representação e valores [5].

### 4.2 Margem de segurança

No dia 10/04/2020 às 22h41min o SIN operava com FNS de 1.360 MW e Bipolos de Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio com 3.480 MW em cada, quando ocorreu o bloqueio do Bipolo de Xingu – Estreito. Houve a atuação do SEP (Lógica 3 [8]) com *run-up* de 1.164 MW no Bipolo de Xingu – Terminal Rio e corte de 2.700 MW de geração na UHE Belo Monte, totalizando 5 máquinas desligadas. Em seguida, ocorreu o desligamento da UG02 da UTE Mauá III (186,62 MW), além de redução da UG01 de 185,7 MW para 155 MW (30MW) por conta da atuação do limitador de sobretemperatura após a elevação da temperatura de exaustão.

Neste evento, o SIN operava com limites para evitar a atuação do ERAC e foi submetido a uma subfrequência de 58,6 Hz, verificada por PMU. No entanto, ao tentar reproduzir o evento através de simulações de casos de tempo real com o programa Organon, foram verificadas diferenças em torno de 0,4 Hz e 0,5 Hz entre o registro de campo e as simulações, mesmo após considerar premissas conservativas, como bloqueio dos RVs das UTEs e altura de queda das UHEs, conforme a Figura 7.



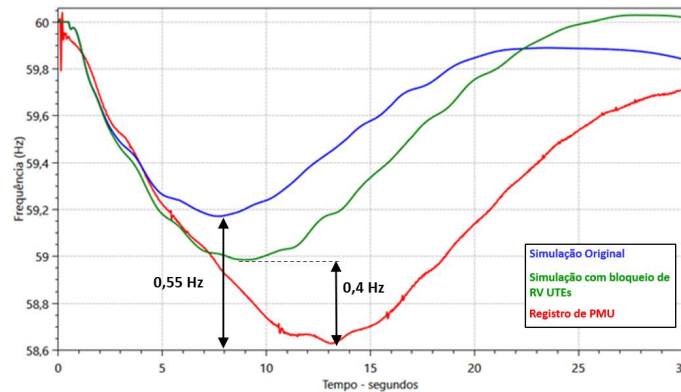


Figura 7 - Comparação da resposta da simulação no Organon com caso de tempo real e registro de PMU.

Um dos possíveis motivos da diferença observada pode ter sido a desconexão em cascata de geração distribuída por atuação incorreta das proteções de anti-ilhamento ou atuação das proteções de subfrequência, que podem levar ao desligamento de PCHs, biomassas, geração eólica e fotovoltaica, tal como discutido em [9]. Adicionalmente, outras usinas térmicas a gás podem ter reduzido a potência em função da atuação do limitador de temperatura do exaustor que foi relatada ao ONS, como ocorreu na UG01 da UTE Mauá III, efeito que não foi considerado nas simulações.

Dessa forma, em função das diversas incertezas envolvidas nas simulações de grandes perturbações que resultam em variações acentuadas na frequência, decidiu-se pela utilização de uma margem de segurança de 0,5 Hz em função das comparações apresentadas. Assim, simulações que atinjam subfrequências iguais ou inferiores a 59 Hz são consideradas como risco de atuação do ERAC.

#### 4.3 Premissas consideradas nas simulações

As simulações dinâmicas dos limites de transmissão para evitar a atuação do ERAC foram realizadas no programa ANATEM considerando múltiplos cenários energéticos e diferentes patamares de carga. Conforme justificado nos itens anteriores, foram utilizadas as seguintes premissas básicas:

- Reguladores de velocidade de todas as usinas térmicas bloqueados (potência mecânica constante);
- Reserva de potência das usinas hidráulicas na faixa  $8.000 \pm 500$  MW;
- Valor de referência de frequência para risco de atuação do ERAC igual a 59Hz.

Foram adotadas ainda outras premissas complementares, listadas abaixo:

- Para a geração eólica, foi utilizada a modelagem de geração estática (DGER) para reduzir o tempo de simulação e evitar problemas de convergência e relacionados a modelos, cuja análise estaria fora do escopo deste trabalho. Avaliações indicaram que, para o desempenho da frequência, a representação de eólicas usando modelos detalhados e a modelagem usando DGER apresentam resultados similares.
- A inércia da geração distribuída, como PCHs e biomassas, foi desconsiderada no cálculo dos patamares de inércia total em função das dificuldades atuais no cálculo desse parâmetro em tempo real. Pelo mesmo motivo, a contribuição da carga na inércia total (oriunda principalmente de motores elétricos) também foi ignorada no cálculo.
- Foi utilizada a modelagem da carga com a tensão e com a frequência (contida nos reguladores de velocidade), conforme base de dados oficial do ONS BD0320R1.
- Não foi considerada nas simulações a possível desconexão de geradores, inclusive de geração distribuída, por atuação incorreta das proteções. A margem de segurança de 0,5 Hz considera incertezas incluindo a saída de geração distribuída.

## 5.0 LIMITES PARA EVITAR ATUAÇÃO DO ERAC

### 5.1 Limites de Bipolos de Xingu e FNS

A contingência limitante para a interligação Norte/Sudeste no cenário de Norte Exportador é a perda de um dos bipolos de Xingu. O evento mais severo depende da potência pré-falta de cada bipolo e da capacidade de *run-up* do bipolo remanescente. A contingência de um dos bipolos leva a atuação da Lógica 3 do SEP de Belo Monte [8], que realiza *run-up* no bipolo remanescente e o corte de máquinas nas UHEs Belo Monte e Tucuruí para evitar a perda de sincronismo do sistema e consequente abertura das interligações. Em algumas situações, o corte de geração realizado pela Lógica 3 pode ser suficiente para levar o sistema a valores mínimos de frequência abaixo

de 58,5 Hz, consequentemente resultando na atuação do ERAC e corte de carga. Se houver a intenção de garantir que o ERAC não atue, é necessário limitar o montante de geração cortado pelo SEP. Através das análises realizadas, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Corte máximo de máquinas pela Lógica 3 em função da inércia do SIN para não atuar o ERAC.

Inércia do SIN [GW.s]	Inércia Simulada [GW.s]	Corte Máximo de Máquinas UHE Belo Monte (Lógica 3) (*)
Inércia SIN $\leq$ 270	245	3
270 < Inércia SIN $\leq$ 310	270	4
310 < Inércia SIN $\leq$ 350	310	5
350 < Inércia SIN $\leq$ 410	350	6
Inércia SIN > 410	410	7

(\*) Cada máquina de Belo Monte equivale ao corte de duas máquinas na UHE Tucuruí pela Lógica 3

Dessa forma, deve-se operar com valores de FNS e bipolos de forma que a atuação do SEP (Lógica 3) [8] respeite o número máximo de máquinas no corte apresentado na Tabela 1. Ressalta-se que para evitar a atuação do ERAC devem ser respeitados os limites de FNS considerando margens de segurança suficientes para não violar os ajustes de referência do SEP em função de variações de carga e geração.

## 5.2 Limites para perdas no tronco de 765 kV

Perdas duplas e triplas no tronco de 765 kV resultam na atuação do SEP deste tronco, que promove corte de unidades geradoras na usina de Itaipu 60 Hz e até na UHE Tucuruí, em algumas condições [10]. Adicionalmente, contingências no tronco em 765 kV podem sensibilizar a PPS da LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1 (Sinal 1 da Lógica 4 do SEP de Belo Monte [11]), que promove o corte de 4 máquinas em Tucuruí e um *run-up* de 1.000 MW nos bipolos de Xingu. Através das análises realizadas, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 3 para os patamares de inércia em função dos cortes máximos permitidos nas UHEs Itaipu e Tucuruí.

Tabela 3 - Inércia do SIN e corte máximo de máquinas nas UHEs Itaipu e Tucuruí

Inércia SIN [GW.s]	Corte Máximo de Máquina (Lógicas 14/15/19 e PPS Gurupi)	
	Corte Itaipu [Num.]	Corte Tucuruí [Num.]
Inércia SIN $\leq$ 270	2	0
270 < Inércia SIN $\leq$ 310	3	0
	2	0
310 < Inércia SIN $\leq$ 350	3	2
	4	0
	2	4
350 < Inércia SIN $\leq$ 410	4	2
	3	4
Inércia SIN > 410	4	4

Dessa forma, para a operação sem risco de atuação do ERAC é necessário operar os limites de FNS, FIV e FSE de forma que os cortes de máquina das lógicas 14, 15, 19 [10] e atuação da PPS de Gurupi [11] não superem os cortes máximos apresentados na Tabela 3.

## 5.3 Exposição ao risco de ERAC

Em situações normais de operação, o critério de operação do SIN, consubstanciado nos Procedimentos de Rede, permite cortes de carga controlados durante perdas duplas. Neste sentido, os limites tradicionais do SIN permitem atuações de ERAC para perdas de bipolos ou perdas duplas no 765 kV, por exemplo. No entanto, durante situações específicas, o ONS pode adotar critérios adicionais de segurança, os quais podem buscar, por exemplo, evitar atuações do ERAC também para perdas duplas. Desta forma, quando o SIN não estiver operando com estes critérios diferenciados, há o risco de o sistema estar exposto a atuações de ERAC caso ocorra alguma das contingências supracitadas nas seções 5.1 e 5.2 deste trabalho. Desta forma, com base nos cálculos de inércia e reserva girante em tempo real, correlacionando com os resultados de simulação supra ilustrados, pode-se quantificar o tempo que o SIN fica exposto ao risco de ERAC ao operar com critérios tradicionais de operação. A Figura 8, a seguir, ilustra o diagnóstico de exposição ao risco de ERAC para perda de um bipolo de Xingu, o valor da inércia do SIN e o valor dos bipolos de Xingu entre janeiro e agosto de 2021. No mês de janeiro os bipolos de Xingu operaram com valores reduzidos, deixando o SIN sem risco de ERAC. Entre os meses de fevereiro e junho de 2021, os bipolos de Xingu operaram próximos dos seus valores máximos (8.000 MW), de forma que o risco de corte de máquinas na contingência de um dos bipolos aumenta, elevando a exposição ao risco de ERAC. Apesar da redução da inércia entre junho e agosto, como os bipolos ficaram mais reduzidos a exposição ao risco de ERAC diminuiu.



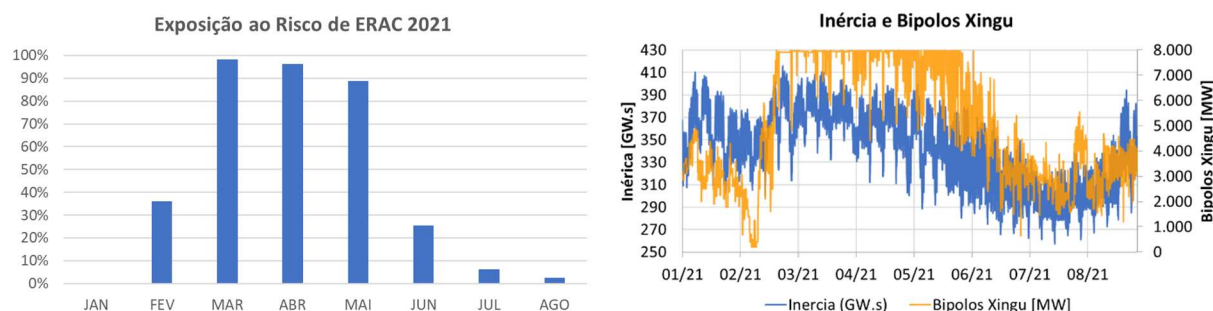


Figura 8 – Exposição ao risco de ERAC, Inércia e Bipolos de Xingu entre janeiro e agosto de 2021.

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho permitiu parametrizar os limites de transmissão para evitar a atuação do ERAC em função da inércia e da reserva de potência operativa do SIN. Essas grandezas apresentaram resultados satisfatórios como indicadores da robustez e resiliência do sistema frente a distúrbios que envolvam a perda de grandes blocos de potência e elevadas variações de frequência, além de já serem utilizadas por outros operadores no mundo.

A inércia do sistema e a reserva de potência operativa devem ser monitoradas para garantir a segurança operativa frente à entrada de fontes de geração baseadas em inversores de frequência, que não agregam inércia ao sistema. A medição desses parâmetros deve ser continuamente aperfeiçoada, pois o cálculo contínuo destas grandezas pode gerar insumos importantes para o planejamento da operação do SIN, tal como a identificação dos períodos em que o sistema opera com a menor inércia sincronizada, ou o período que o sistema fica mais exposto a atuações de ERAC.

Foram observados outros fatores sistêmicos que podem influenciar o desempenho da frequência, como a distribuição de Reserva de Potência Operativa, as variações das perdas na transmissão e as variações da carga do SIN, sendo necessário investigar formas de parametrizar esses impactos.

Ressalta-se a necessidade de avaliações periódicas dos modelos dos equipamentos e da comparação dos resultados das simulações dos casos de tempo real e dos casos de planejamento com os registros reais observados após perturbações. Esta etapa de validação contínua da aderência dos modelos utilizados com a realidade é majoritária para garantir uma operação segura e otimizada do Sistema Interligado Nacional.

## REFERÊNCIAS

- [1] NERC, Essential Reliability Services Task Force - Measures Framework Report, 2015.
- [2] P. Kundur, Power System Control and Stability, 1 ed., USA: EPRI-Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994.
- [3] ONS, "Proposta de Indicadores de Reserva de Potência Operativa Girante e Inércia Equivalente para Supervisão na Operação em Tempo Real", DPL-REL 0076-2019, Rio de Janeiro, RJ, 2019.
- [4] Cigre, Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of Networks, JWG C2/C4.41.
- [5] R. Zymler, "Validação de Simulações Dinâmicas Sistêmicas Utilizando Registros Sincrofasoriais", Dissertação de Mestrado, PUC Rio 2020.
- [6] NERC, "Reliability Guideline: Primary Frequency Control," May 2019.
- [7] Simulação Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Fenômenos de Longa Duração, Carlos Henrique Costa Guimarães, COPPE 2003.
- [8] ONS, "Esquemas Especiais da Interligação em Corrente Contínua de Xingu", IO-EE.8XG\_Rev.22, Rio de Janeiro, RJ, 2021.
- [9] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "ONS DPL-REL 0317-2020 - Evolução dos Requisitos técnicos necessários para potencializar a inserção de geração distribuída sem impactos adversos à estabilidade do Sistema Interligado Nacional", Rio de Janeiro, Dezembro de 2020.
- [10] ONS, "Esquemas Especiais da Interligação Sul / Sudeste", IO-EE.SSE\_Rev.59, Rio de Janeiro, RJ, 2021.
- [11] ONS, "Esquemas Especiais da Interligação Norte / Sudeste", IO-EE.NSE\_Rev.49, Rio de Janeiro, RJ, 2021.

## DADOS BIOGRÁFICOS



(1) RAFAEL ZYMLER atualmente atua como Engenheiro Eletricista do Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS na área de Planejamento da Operação Elétrica. Mestre em Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC Rio) (2020). Graduado em Engenharia Elétrica na Universidade de Brasília com ênfase em Sistemas de Potência (2014). Estudou na University of Toronto no Canadá pelo programa Ciência sem Fronteiras (2012).

(2) FABRICIO ANDRADE MOURINHO possui graduação em engenharia elétrica com ênfase em sistemas elétricos de potência (2013) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) e mestrado em engenharia elétrica (2016) pela Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atualmente é engenheiro de estudos elétricos no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) junto à gerência de Planejamento Elétrico de Curto Prazo e aluno de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Tem experiência nos seguintes temas: planejamento da operação elétrica do Sistema Interligado Nacional, geração distribuída, fontes renováveis de energia e sistemas de armazenamento de energia.

(3) FERNANDO CATTAN JUSAN graduou-se em Engenharia Elétrica em 2003 pelo CEFET-RJ. Obteve o grau de Mestre em Engenharia Elétrica na COPPE/UFRJ em 2007. Trabalhou em Furnas de 2004 a 2019 na Gerência de Estudos e Planejamento Elétrico da Operação. Trabalhou no projeto, testes e comissionamento das estações conversoras do Bipolo 2 do sistema de transmissão HVDC do Rio Madeira de 2008 a 2016 e do Bipolo 1 de Belo Monte de 2013 a 2019. Desde 2019, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), na gerência de Planejamento de Curto Prazo. É membro do Cigré desde 2008.

(4) ALEXANDRE DE MELO SILVA Engenheiro Eletricista com 15 anos de experiência nas áreas de planejamento da área de proteção, planejamento da expansão de transmissão de longo (EPE) e no planejamento da operação de curto prazo e médio (ONS). Foi responsável pela coordenação dos estudos de expansão do sistema de transmissão. No planejamento da operação, participa de estudos para a definição de margem de transmissão, dos limites de intercâmbios de energia, das instruções de operação e das regiões de segurança. Perfil agregador e com convicção em três pilares para o sucesso: resiliência, sustentabilidade e liderança.

(5) ALEXANDRE FERRAZ DUARTE JUNIOR Alexandre Ferraz Duarte Junior – Graduou-se em engenharia elétrica em 2017 no Instituto Federal Sul-riograndense – IFSul. Ingressou no ONS em 2017, onde atualmente atua como engenheiro na Gerência de Planejamento do Sul do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

(6) JARDEL CUNHA CAMELO Jardel Cunha Camelo possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ (2012), Mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2019). Trabalha no ONS desde 2012 na área de planejamento da operação elétrica de médio prazo.

(7) BRUNO DA CRUZ SESSA nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 1991. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2013 e obteve o título de Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ em 2017. Ingressou em 2011 no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), na Gerência de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão do ONS. Integra atualmente a equipe de estudos de limites elétricos das interligações regionais do SIN da Gerência de Planejamento Elétrico de Médio Prazo.

(8) RAPHAEL BOTTINO ARCOS é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e estudante de pós-graduação em Sistemas de Energia Elétrica na PUC-Rio. Trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desde 2019 na Gerência de Tecnologia dos Sistemas de Operação, buscando com muito ímpeto novas soluções para o ambiente de Operação em Tempo Real.

(9) RENATO TOMAZ DA CONCEIÇÃO é formando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), tendo cursado disciplinas com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica do Programa de Engenharia Elétrica (PEE/COPPE/UFRJ). Desde 2019 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), na Gerência de Tecnologia dos Sistemas de Operação, atuando no aprimoramento tecnológico para subsidiar tomada de decisão e aumento da consciência situacional na Operação em Tempo Real.