



## GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

### SIMULAÇÕES DINÂMICAS SISTÊMICAS CONSIDERANDO CONDIÇÕES OPERATIVAS DO SIN E VALIDAÇÃO POR REGISTROS SINCROFASORIAIS

RAFAEL ZYMLER (1); ARMANDO M. LEITE DA SILVA (2); JORGE LUIZ DE ARAUJO JARDIM (3)  
ONS (1); PUC-Rio (2); HPPA (3)

#### RESUMO

No processo de validação de simulações dinâmicas de distúrbios de grande porte no Sistema Interligado Nacional (SIN) foram identificadas simulações onde o desvio de frequência apresentou diferenças em relação aos registros reais obtidos através de *Phasor Measurement Unit* (PMU). Diversos parâmetros e incertezas podem afetar os resultados das simulações, tais como a modelagem dos reguladores de velocidade, a altura de queda considerada para usinas hidráulicas e a capacidade de resposta dinâmica das usinas térmicas. Nesse contexto, o objetivo deste artigo é avaliar de maneira sistêmica os modelos dinâmicos utilizados no SIN e investigar os parâmetros mais influentes na resposta das simulações eletromecânicas, com enfoque principal no desvio de frequência.

#### PALAVRAS-CHAVE

Regulador de velocidade; Controle de frequência; PMU; Altura de queda; *Multi-infeed*; Inércia; Reserva

#### 1.0 INTRODUÇÃO

O planejamento elétrico do SIN tem como objetivo garantir uma operação com o maior nível de confiabilidade e segurança pelo menor custo possível para a sociedade. Para isso, os estudos de planejamento avaliam os limites de intercâmbio entre regiões, os impactos da conexão de novas unidades geradoras, a necessidade de novos reforços na transmissão ou distribuição para atender ao aumento da demanda e a atualização dos Sistemas Especiais de Proteção (SEP). Tais avaliações são baseadas em simulações de transitórios eletromecânicos de diferentes estados da rede a fim garantir a segurança operativa. Portanto, é importante que as simulações sejam acuradas.

As simulações dependem dos modelos utilizados para representar o comportamento das máquinas síncronas, dos reguladores associados, das conversoras HVDC (*High Voltage Direct Current*) e da resposta da carga com a tensão e frequência. Modelos otimistas podem subestimar investimentos e, consequentemente, a capacidade do sistema de manter a estabilidade. Por outro lado, modelos e hipóteses pessimistas podem aumentar desnecessariamente os investimentos, deixando a rede subutilizada e elevando desnecessariamente os custos operativos [1]. Assim, esses modelos precisam ser validados periodicamente para garantir que as simulações reproduzam adequadamente o comportamento dinâmico do sistema.

Resultados de simulações de condições de grandes distúrbios no SIN, a partir de casos gerados em tempo real pelo estimador de estado do ONS, são comparados com registros de medições fasoriais. Os desvios de frequência observados nas simulações têm sido menores que os registrados via PMU, mesmo considerando premissas conservativas nas simulações [2].

Parâmetros influentes no desempenho da frequência podem modificar os resultados das simulações de transitórios eletromecânicos, tais como: (i) a modelagem dos reguladores de velocidade das unidades geradoras; (ii) a altura de queda considerada para usinas hidráulicas; (iii) a capacidade de resposta dinâmica das usinas térmicas; (iv) o comportamento da carga frente a grandes distúrbios de tensão e frequência e; (v) a atuação das proteções utilizadas nas gerações distribuídas.

Este trabalho apresenta uma avaliação dos parâmetros que influenciam o desempenho da frequência na reprodução de distúrbios reais do SIN, propondo modificações para aproximar o caso de simulação da situação real e melhorar a aderência dos resultados aos registros PMU. Adicionalmente, é avaliada a reprodução de um evento de *multi-infeed* no SIN.

## 2. PARÂMETROS INFLUENTES NO DESEMPENHO DA FREQUÊNCIA

O desempenho da frequência do sistema depende diretamente da inércia dos rotores, da reserva primária, da regulação primária de frequência realizada pela ação dos reguladores de velocidade dos geradores e do comportamento da carga com a tensão e a frequência. Ocorrências com déficits elevados de geração podem levar à atuação de esquemas de corte e carga, como o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), em função do afundamento da frequência.

Inicialmente o déficit é atendido pela resposta inercial das máquinas síncronas, que convertem a energia cinética dos rotores em potência elétrica, resultando em uma desaceleração dos geradores e, conseqüentemente, uma redução da frequência do sistema. O valor da carga também varia durante uma ocorrência, influenciando o valor do déficit de acordo com o seu comportamento em função da tensão e da frequência. Em seguida, os reguladores de velocidade alteram a potência mecânica das usinas para reduzir o desequilíbrio entre geração e carga e trazer a frequência para valores próximos aos nominais. Quando a resposta primária se iguala ao déficit de potência, a frequência atinge um valor mínimo denominado “Frequência Nadir”, a partir do qual ela passa a subir novamente, oscilando até chegar a um novo ponto de equilíbrio, que será corrigido posteriormente pela regulação secundária. Os parâmetros e modelos mais influentes para o desempenho da frequência nas simulações de transitórios eletromecânicos serão apresentados a seguir.

### 2.1 MÁQUINAS SÍNCRONAS

As máquinas síncronas são massas girantes que armazenam energia cinética e mantêm a velocidade de rotação no valor nominal através do equilíbrio entre o torque mecânico, fornecido pela turbina, e o torque eletromagnético, função da potência gerada. Elas são representadas pelos modelos de polos lisos e saliente considerando enrolamentos amortecedores para os geradores de usinas térmicas e hidráulicas, respectivamente. A frequência da máquina e do sistema varia de acordo com a equação de oscilação (1), em função do desbalanço entre o torque mecânico e o torque elétrico.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e - K_D \Delta\omega \quad (1)$$

onde  $H$  é a constante de inércia do grupo gerador-turbina,  $\delta$  é o ângulo absoluto do eixo q da máquina em relação a uma referência síncrona,  $\omega_0$  é a velocidade síncrona,  $\bar{T}_m$  é o conjugado mecânico no eixo,  $\bar{T}_e$  é o conjugado elétrico associado à potência ativa gerada,  $K_D$  é a constante de amortecimento que representa a relação entre a potência de amortecimento devido à carga e a variação de velocidade do rotor e  $\Delta\omega$  é o desvio da velocidade angular. No SIN, o parâmetro  $K_D$  em geral é considerado nulo, pois este efeito é modelado nos reguladores de velocidade das máquinas.

### 2.2 REGULADORES DE VELOCIDADE USINAS HIDRÁULICAS E ALTURA DE QUEDA

O comportamento dinâmico da velocidade de rotação dos geradores das usinas hidráulicas é determinado pelo regulador de velocidade e pela dinâmica da turbina e do conduto forçado. Inicialmente, em função das limitações computacionais, utilizavam-se modelos lineares de turbina hidráulica, que são considerados inadequados para simulações com variações consideráveis de potência e frequência. Um modelo não linear mais preciso e utilizado atualmente na modelagem das turbinas é apresentado na Figura 1.

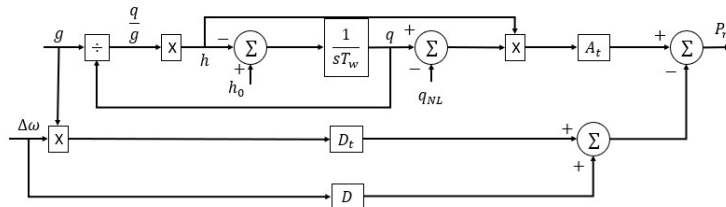


Figura 1 - Modelo não linear de uma turbina hidráulica [3].

onde  $g$  é a posição da válvula ou distribuidor,  $q$  é o fluxo de água através da turbina,  $h$  é a queda de operação na admissão da turbina,  $h_0$  é a queda inicial da turbina,  $T_w$  é a constante de tempo da água,  $q_{NL}$  é a vazão sem carga,  $A_t$  é o ganho da turbina,  $D_t$  é o fator de amortecimento da turbina,  $D$  é o fator de variação da carga com a frequência,  $\Delta\omega$  é a variação da velocidade da turbina e  $P_m$  é a potência mecânica.

A variação da carga com a frequência para o SIN é incorporado ao modelo das turbinas através do parâmetro  $D$ , por meio da soma de um sinal de potência inversamente proporcional à variação de frequência na saída do regulador, influenciando na geração de forma indireta o efeito de variação da carga com a frequência.

Neste modelo, a constante de tempo da água  $T_w$  não varia com a potência mecânica de saída da turbina [4], sendo utilizado um valor de  $T_w$  ajustado para a condição operativa mais provável. No entanto, é possível utilizar valores de altura de queda inicial  $H_0$  diferentes, o que pode impactar os resultados das simulações por limitar a potência mecânica do gerador.

A altura de queda da coluna d'água das turbinas depende dos níveis dos reservatórios das usinas hidroelétricas, que variam durante o ano em função da sazonalidade das chuvas no Brasil. Essas variações podem levar a redução da eficiência e aumentar vibrações e problemas de cavitação, pois as usinas hidráulicas são otimizadas para um ponto de operação com a melhor eficiência.

A queda bruta  $h_b$  da usina pode ser calculada como a diferença entre o nível de montante  $h_{mon}$  e nível de jusante  $h_{jus}$ , que podem ser obtidos por medições ou através de modelos computacionais hidrodinâmicos que utilizam polinômios na sua representação. A água fluindo por uma usina hidroelétrica perde parte de sua energia em função das perdas hidráulicas decorrentes do atrito com estruturas como a estrutura de adução, entrada do canal de adução e o próprio canal de adução, que são consideradas no cálculo das perdas hidráulicas  $h_p$ . A altura de queda líquida  $h_l$  é a altura que a água efetivamente cai ao gerar energia [5], que pode ser calculada pela diferença entre a altura de queda bruta  $h_b$  e a altura de perdas hidráulicas  $h_p$  conforme a equação (2).

$$h_l(x, u) = h_b(x, u) - h_p(x, u) = h_{mon}(x) - h_{jus}(u) - h_p(x, u) \quad (2)$$

A altura de queda líquida é especificada em termos percentuais relativos à queda de projeto  $h_{proj}$ , que é a altura líquida onde a turbina apresenta o seu rendimento máximo. O seu valor por ser obtido pela documentação de projeto da usina ou calculado pela média ponderada da queda líquida pela energia gerada conforme a equação (3).

$$h_{proj} = \frac{\sum(h_l \times \text{Energia gerada})}{\sum \text{Energia gerada}} \quad (3)$$

Foram estimadas as alturas de projeto das usinas utilizando dados obtidos entre 01/01/2014 até 25/09/2019 pela equação (3). Adicionalmente, para obter um parâmetro mais conservativo, também foram calculados valores máximos de queda de projeto  $h_{projMax}^k$  obtidos pela diferença entre a cota máxima da usina e o nível médio do canal de fuga. Com isso, foi calculada a altura de queda líquida inicial  $h_0^k$  para uma usina  $k$  pela queda de projeto estimada (4) e uma queda líquida inicial  $h_{0Max}^k$  pela queda de projeto máxima (5). O seu valor pode ser inserido nos modelos dos reguladores de velocidade das usinas hidráulicas que utilizam uma representação não linear da turbina, o que influencia diretamente a resposta dinâmica por limitar a potência mecânica.

$$h_0^k = \frac{h_l^k}{h_{proj}^k} \quad (4)$$

$$h_{0Max}^k = \frac{h_l^k}{h_{projMax}^k} \quad (5)$$

## 2.3 REGULADORES DE VELOCIDADE USINAS TÉRMICAS

Os SIN possui usinas termoeletricas com diferentes tipos de fontes como nucleares, carvão, óleo combustível, gás natural e ciclo combinado. A resposta a desvios de frequência varia para cada tipo de usina, sendo que em alguns casos depende do modo de operação definido.

As turbinas a vapor, que correspondem a 30% da potência instalada das usinas térmicas do SIN, convertem a energia térmica do vapor em energia mecânica e possuem diferentes modos de controle de carga, sendo que alguns deles não permitem ou pioram a participação da usina no controle de frequência. Usinas térmicas a vapor operadas no modo turbina-segure ou parâmetros deslizantes, usinas despachadas nos seus valores máximos, geradores com malha de controle de potência e bandas mortas intencionais ou não intencionais não respondem durante desvios de frequência [6].

As usinas nucleares, com 8% de participação da potência instalada de térmicas compostas por Angra I e Angra II, operam na base, respondendo a desvios de frequência apenas com a parcela inercial.

As turbinas a gás, que produzem energia por combustão e compõe 62% da potência instalada do parque térmico do SIN, podem ter elevações de temperatura significativas durante eventos de subfrequência, com risco de atuação dos limitadores de temperatura do exaustor que devem ser representadas no regulador de velocidade, limitando o torque mecânico do rotor mesmo com a válvula não totalmente aberta. Para uma usina térmica a gás em uma situação de subfrequência sustentada, o conjunto turbina/gerador opera em velocidade menor e menos ar circula pelo processo de combustão (6). A queima da mesma quantidade ou maior de combustível com menos ar resulta em maiores temperaturas de exaustão do gás, de forma que, se ele ultrapassar o limite admissível, o conjunto turbina/gerador reduzirá automaticamente a potência de saída para evitar danos, conforme apresentado na Figura 2. Esse efeito já foi observado em ocorrências reais do SIN, levando a rejeições adicionais que pioram o desempenho da frequência.

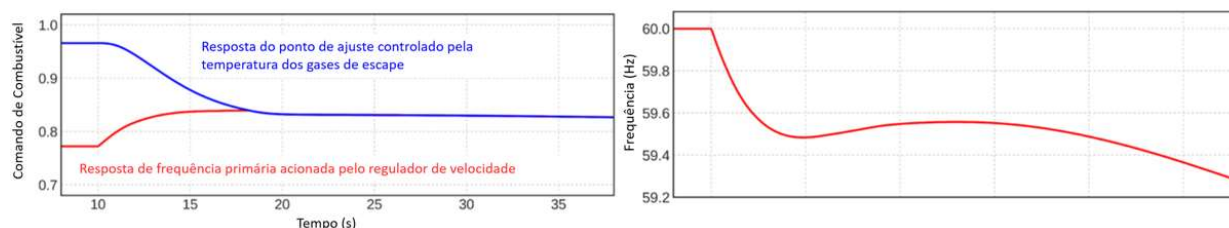


Figura 2 – Atuação do limitador de sobretemperatura de uma usina térmica a gás [7].

No SIN, a reserva é alocada principalmente nas UHEs que compõe o CAG, de forma que não há um requisito de alocação de reserva nas usinas térmicas. Adicionalmente, muitas usinas operam na inflexibilidade, ou seja, por motivos técnicos a usina não pode ser desligada e necessita de um montante de geração mínimo. Nesses casos, a usina térmica aparenta ter uma grande quantidade de reserva disponível, enquanto na prática sua resposta poderá ser limitada. Dessa forma, é necessário o uso de premissas conservativas nas simulações de planejamento para não ter respostas muito otimistas da regulação primária das usinas térmicas.

### 2.3 MODELAGEM DE CARGA

As cargas residenciais, comerciais, rurais e industriais possuem comportamentos diversos frente à variação de tensão e frequência do sistema. O comportamento composto é retratado por parametrização da modelagem de carga, que pode ser estática e dinâmica.

Nos modelos estáticos de carga as potências ativas e reativas variam de acordo com funções algébricas da magnitude da tensão e frequência instantâneas. Estas funções podem ser polinomial e/ou exponencial [8].

Nos modelos dinâmicos de carga, são utilizadas equações diferenciais para representar as potências ativas e reativas em qualquer instante de tempo. No geral, a modelagem estática é suficiente para representar pequenas variações, pois a resposta das cargas para variações de tensão e frequência é rápida, sendo o estado de regime permanente alcançado imediatamente. No entanto, estudos de oscilações interárea, estabilidade de tensão ou estudos de sistemas com uma grande quantidade de motores de indução podem exigir a necessidade de modelar cargas dinâmicas [9].

A modelagem de carga utilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para o SIN é apenas estática e considera o modelo ZIP. Para a carga ativa, utilizam-se parcelas de impedância constante ( $Z$ ) que variam com o quadrado da tensão, corrente constante ( $I$ ) que variam linearmente com a tensão e potência constante ( $P$ ) que não variam com a tensão. Os montantes de cada parcela são definidos para cada área elétrica. Para a carga reativa se utiliza 100% impedância constante ( $Z$ ).

Ocorrências de grande porte no sistema podem levar a variações severas de tensão e frequência, de forma que a modelagem de carga passa a ter uma influência significativa no desempenho dinâmico. Atualmente, o efeito da variação da carga com a frequência é representado nos modelos de gerador ou nos modelos de regulador de velocidade. Na base de dados de modelos dinâmicos do ONS, adotou-se como padrão representar essa contribuição nos modelos de regulador de velocidade, como o parâmetro  $D$  da Figura 1. Idealmente, este efeito deveria ser incluído nas barras de carga, porém, dada a dificuldade de introduzi-lo desta forma, sua representação pode ser feita de forma indireta nas equações do rotor dos geradores.

### 2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) tem uma participação cada vez maior na matriz energética do SIN, sendo necessário estudar o impacto desta penetração durante ocorrências de grande porte. As proteções anti-ilhamento buscam evitar a operação ilhada utilizando ajustes bastante sensíveis para a função de subfrequência da GD, variando de 59,8 Hz até 57 Hz de acordo com o IEEE Standard 1547 [10]. Perturbações no SIN com consequente

subfrequência severas ou oscilações de tensão podem resultar no desligamento em cascata de GD via atuação de esquemas especiais de proteção, podendo piorar consideravelmente o desempenho da frequência [11]. Em função da incerteza e dificuldade de computar o montante desligado de GD após uma ocorrência de grande porte, atualmente, faz-se necessário considerar premissas conservativas e margens de segurança nas simulações.

### 3. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Nessa seção, são apresentados os resultados das simulações nos casos de planejamento e na reprodução de distúrbios reais no SIN.

#### 3.1 CASO DE PLANEJAMENTO: PERDA DO BIPOLO XINGU – TERMINAL RIO

A partir de um caso de referência do ONS do terceiro quadrimestral de 2019, mês de dezembro e patamar leve com carga SIN de 56 GW, foi construído um caso considerando um despacho de 8.000 MW nos Bipolos de Xingu.

Foi simulada a perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio e atuação da “Lógica 3” pelo “*Master Control*”, com consequente corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte e *run-up* de 1.500 MW no Bipolo Xingu – Estreito para evitar a perda de sincronismo e abertura da interligação Norte - Sudeste. Em seguida, foram consideradas as alterações dos parâmetros influentes no desvio de frequência, como pode ser visto na Figura 3 e na Tabela 1.

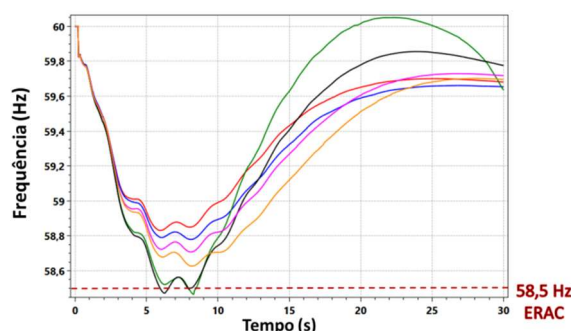


Figura 3 - Comparação dos Parâmetros Influentes para a Frequência na Barra da SE 500 kV Grajaú.

Tabela 1 - Resultados Obtidos com os Parâmetros Influentes no Caso de Planejamento

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	$\Delta$ Freq. (Hz)
<span style="color: red;">—</span>	Original	58,83	0
<span style="color: blue;">—</span>	$h_0$ 0.95	58,78	0,05
<span style="color: green;">—</span>	Limita UTE	58,71	0,12
<span style="color: orange;">—</span>	$h_0$ 0.95 + Limita UTE	58,62	0,21
<span style="color: green;">—</span>	BLOCK GOV UTEs	58,46	0,37
<span style="color: black;">—</span>	$h_0$ 0.95 + BLOCK GOV UTEs	58,46	0,37

A utilização dos parâmetros influentes como bloqueio dos reguladores de velocidade das UTEs e inclusão da altura de queda das UHEs leva a uma redução de até 0,37 Hz na resposta da frequência, diminuindo a frequência mínima de 58,83 Hz para 58,46 Hz. Assim, um caso aparentemente sem riscos pode ter a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) com corte de carga, que ocorre a partir de uma frequência de 58,5 Hz.

Para avaliar o impacto da modelagem de carga no desempenho da frequência, o caso original também foi simulado alterando os parâmetros da modelagem de carga ZIP do SIN e o parâmetro  $D$ , conforme a Figura 4 e a Tabela 2.

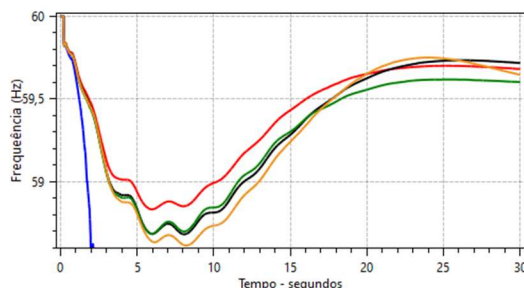







Figura 4 - Variação da modelagem de carga ZIP do SIN.

Tabela 2 - Resultados Obtidos para Diferentes Modelagens de Carga do SIN

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	$\Delta$ Freq. (Hz)
	Original	58,837	-
	D=0,5	58,613	0,224
	100% I	58,684	0,153
	50%P 50% Z	58,684	0,153
	70% P 30% Z	Instável	-

Conforme se observa na Figura 4, a variação da frequência para as modelagens 50% P e 50% Z ou 100% I resultou em uma diferença de 0,153 Hz, enquanto que a mudança do parâmetro  $D=0,5$  resultou em uma diferença de 0,224 Hz. O caso com uma parcela de 70% P e 30% Z foi instável, levando à abertura da interligação Norte – Sudeste, indicando que a modelagem ZIP afeta significativamente tanto o desempenho dos fluxos quanto o desempenho da frequência. Dessa forma, conclui-se que esses parâmetros têm uma grande importância e idealmente devem ser atualizados periodicamente por meio de estudos conjuntos do ONS com os agentes avaliando o comportamento da carga.

### 3.2 DISTÚRBO REAL: PERDA DO BIPOLO XINGU – ESTREITO

No domingo do dia 03/02/2019, às 05h21min, o SIN operava com o Bipolo Xingu – Estreito em 4.000 MW, quando ocorreu um *flashover* em um dos sistemas de monitoramento de disparo de tiristor, levando ao desligamento do polo 2 pela atuação do sistema de proteção contra incêndio na SE Xingu. O polo 1 assumiu parte da potência do polo 2 através do *run-up* e manteve a transmissão em modo retorno por terra. Às 05h25min ocorreu a atuação da proteção de sobretemperatura do enrolamento de um dos transformadores devido a um problema no sensor de medição de temperatura, levando ao desligamento automático das conversoras da SE Estreito e da SE Xingu do polo 1. Nessa ocasião, o SEP realizou o corte de 5 unidades geradoras das 11 em operação da UHE Belo Monte, totalizando aproximadamente 3.000 MW de rejeição de potência, conforme registro PMU da Figura 5.

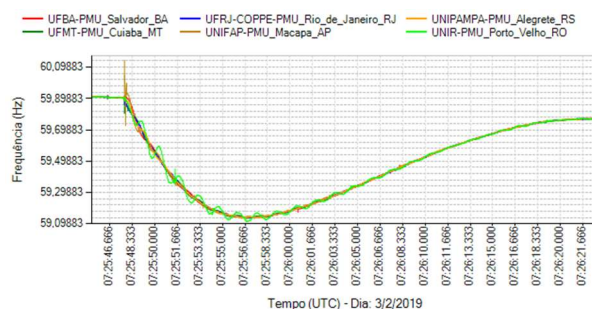


Figura 5 - Registro PMU do evento no dia 03/02/2019.

As usinas hidráulicas responderam com aproximadamente 2.076 MW 1 minuto após o evento, enquanto as usinas térmicas responderam com aproximadamente 101 MW após o evento, porém com uma redução subsequente de 162 MW, totalizando uma redução total de 61 MW, conforme a Figura 6.

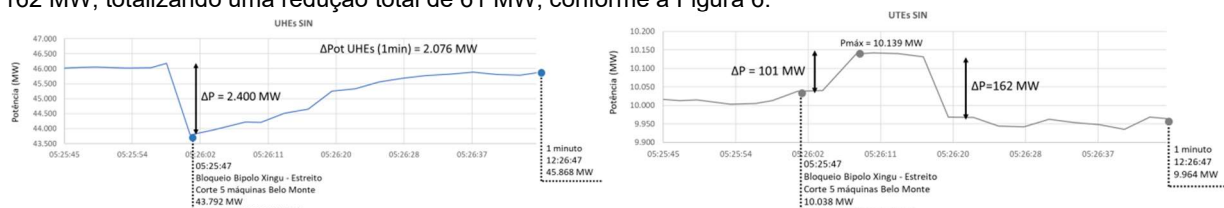


Figura 6 - Resposta das UHEs e UTEs no sistema PI Datalink.

A comparação entre a simulação do caso de tempo real com o registro PMU mostra uma diferença de 0,1832 Hz entre as frequências mínimas, sendo a simulação menos severa conforme a comparação do registro PMU (curva vermelha) e da simulação original (curva azul) na Figura 7. Para reduzir a diferença observada, foram utilizadas alterações incluindo modificação da altura de queda das usinas e bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas, com os resultados apresentados na Figura 7 e Tabela 3.

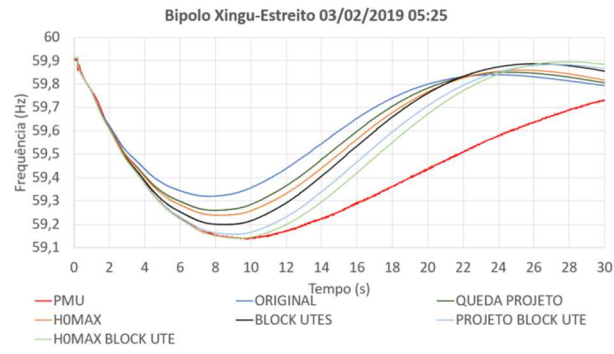


Figura 7 - PMU versus Organon com parâmetros influentes.

Tabela 3 - Frequência Mínima e Erro Médio

Alteração	F.mín. (Hz)	$\Delta F.mín.$ (Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,1363	-	-	-
Original	59,3195	0,1832	0,2132	-
Queda de Projeto	59,2597	0,1234	0,1855	-13%
Queda $h_{0MAX}$	59,2386	0,1023	0,1734	-19%
Block UTEs	59,1988	0,0625	0,1638	-23%
Queda de Projeto + Block UTEs	59,1570	0,0207	0,1319	-38%
Queda $h_{0MAX}$ + Block UTEs	59,1397	0,0034	0,1162	-45%

A frequência mínima obtida para a simulação com altura de queda com  $H_{0MAX}$  e bloqueio das térmicas teve uma aderência ao registro PMU, o que poderia garantir, por exemplo, a detecção preventiva de uma atuação de ERAC. A utilização das alterações consideradas levou a uma redução de até 45% do erro médio no desvio de frequência, passando de 0,1832 Hz para 0,0034 Hz de diferença entre as frequências mínimas. Nota-se que a recuperação da frequência apresenta uma diferença, que pode ter ocorrido por diversos motivos, como em função de uma resposta real mais lenta ou limitada por parte das usinas hidráulicas em relação aos modelos utilizados, representação inadequada do amortecimento da carga com a frequência, eventos consecutivos não considerados, entre outros.

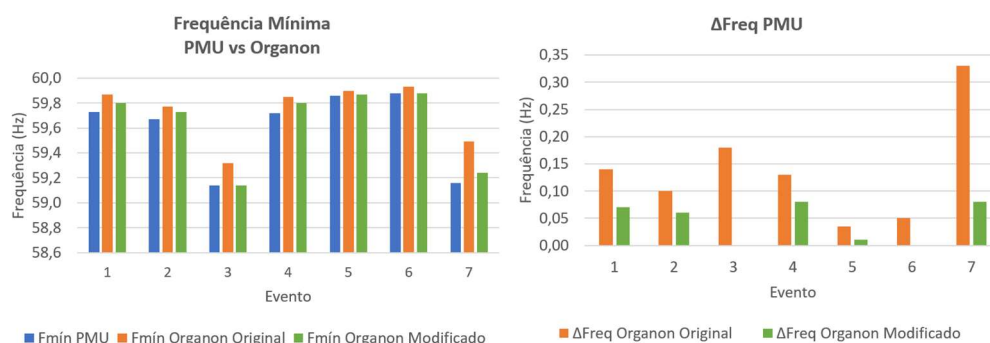
### 3.3 SÍNTESE DOS RESULTADOS

Além do evento apresentado, foram simuladas seis ocorrências reais com desvios de frequência em função da perda de blocos de geração, conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - Eventos de Subfrequência no SIN Simulados

Nº	Data	Perda	Carga SIN (GW)	Rejeição (MW)	Fmin PMU(Hz)	Fmin Organon (Hz)	Fmin Organon Modificado (Hz)	$\Delta$ Erro Médio1
1	23/01/19	UTN Angra 2	83	1.350	59,73	59,87	59,80	-57%
2	31/01/19	Geração Eólica	72	1.300	59,67	59,77	59,73	-24%
3	03/02/19	Bipolo Xingu-Estreito	61,5	3.000	59,14	59,32	59,14	-45%
4	19/02/19	Polo 4 do Madeira	81	850	59,72	59,85	59,80	-42%
5	27/03/19	UG na UHE B.Monte	75,6	500	59,86	59,90	59,87	-46%
6	04/04/19	UG na UHE B.Monte	81,4	600	59,88	59,93	59,88	-67%
7	13/10/19	Elo HVDC Madeira	54,9	1.918	59,16	59,49	59,24	-33%

A comparação das frequências mínimas e da diferença entre o registro PMU e das simulações podem ser observadas na Figura 8. Percebe-se que os casos 3 e 6 ficaram com a frequência mínima do registro praticamente igual à da simulação do Organon com os parâmetros modificados.

Figura 8 - Comparação frequência mínima e  $\Delta$ Freq. das simulações em relação ao PMU.

### 3.4 EVENTO MULTI-INFEED

No dia 16/01/2020, quarta-feira, às 19h20min, ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Araraquara - Campinas C1, às 19h20min, devido a um curto-circuito monofásico com envolvimento da fase Azul (fase C - Furnas), provocado por vegetação, que resultou em uma falha de comutação no elo do Madeira. A falha foi eliminada em 58 ms pela atuação das proteções principal e alternada de distância em Zona 1 no terminal da SE Campinas e pela atuação das proteções principal e alternada de distância associadas ao esquema de teleproteção



no terminal da SE Araraquara. O esquema de religamento automático tripolar atuou com sucesso em ambos os terminais. Na Figura 9, observa-se as correntes nos tiristores de um conversor e a potência CC injetada no terminal inversor. O esquema de religamento automático tripolar atuou com sucesso em ambos os terminais. Na Figura 9, observa-se as correntes nos tiristores de um conversor e a potência CC injetada no terminal inversor. O esquema de religamento automático tripolar atuou com sucesso em ambos os terminais. Na Figura 9, observa-se as correntes nos tiristores de um conversor e a potência CC injetada no terminal inversor.

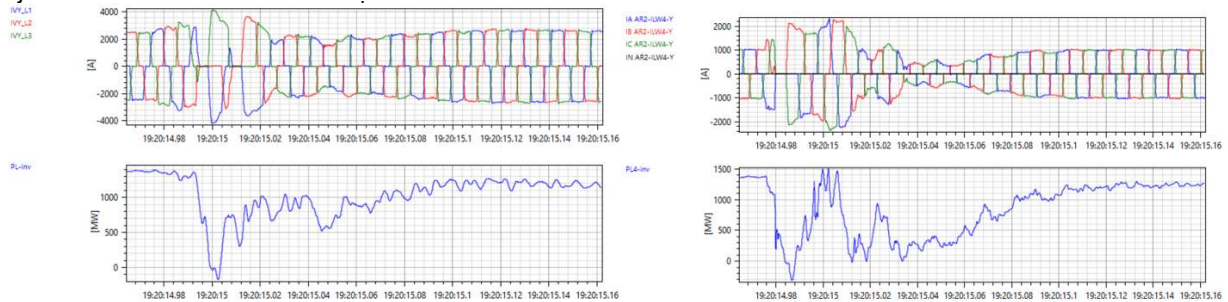


Figura 9 - Corrente e potência CC dos bipolos da Eletronorte e IE Madeira.

Percebe-se que nos dois bipolos a potência foi a zero, sendo que no caso da IE Madeira isso ocorreu em 4 momentos, indicando uma duração maior no tempo da falha de comutação. Já para o bipolo da Eletronorte, a potência foi a zero apenas uma vez, com a potência se recuperando em seguida.

Foi realizada uma simulação com o Organon utilizando um caso de tempo real gerado às 19h10min do dia 16/01/2020, o mais próximo do evento real às 19h20min. A Figura 10 apresenta o tempo de falha de comutação para cada bipolo de acordo com os critérios utilizados pelo ONS [12], extraídos das oscilografias das tensões nos conversores dos elos.

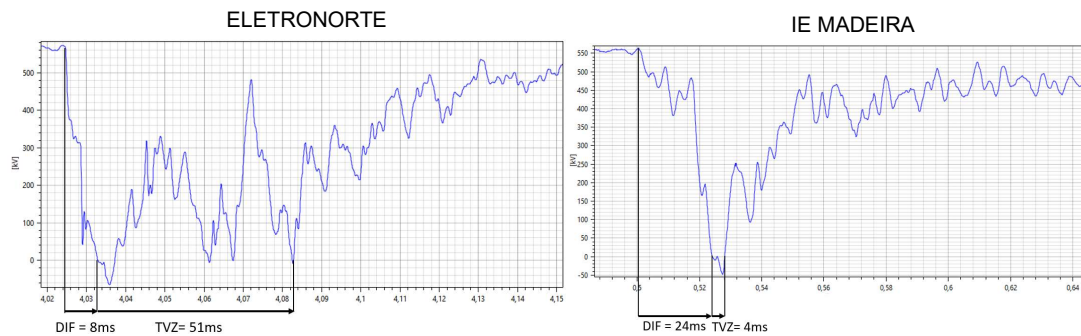


Figura 10 - Medição do DIF e TVZ Através da Tensão DC do Bipolo HVDC Eletronorte e IE Madeira.

A Figura 11 mostram a comparação da oscilografia e da simulação no Organon para a corrente, tensão e potência CC na estação inversora para o bipolo da Eletronorte e da IE Madeira, respectivamente.

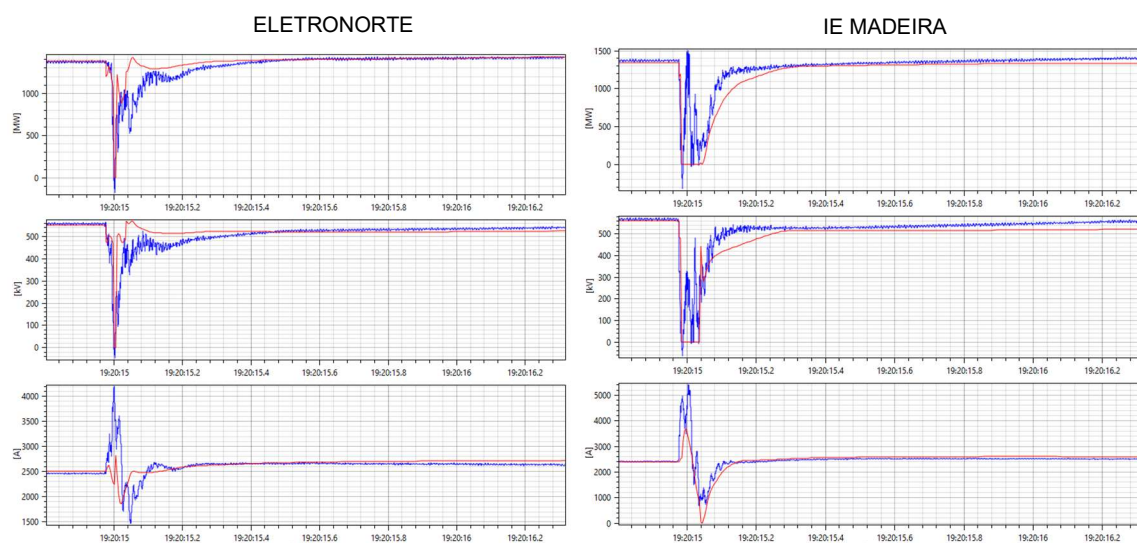


Figura 11 - Comparação entre Oscilografia e Organon da Corrente, Tensão e Potência CC do Bipolo da Eletronorte e IE Madeira.

Percebe-se que o desempenho observado na simulação do Organon está coerente com as oscilografias, indicando que o método utilizado para replicar eventos de falha de comutação pelos tempos DIF e TVZ em programas de transitórios eletromagnéticos é adequado. Ressalta-se a importância do efeito *multi-infeed* no SIN em função do somatório elevado de potência dos bipolos e da necessidade de reforços para garantir um sistema robusto e prevenir a ocorrência de falhas de comutação sucessivas, para evitar riscos e restrições significativas de intercâmbio.

#### 4. CONCLUSÕES

A comparação entre os registros reais no SIN e o desempenho das ferramentas de simulação para verificar a aderência dos modelos dinâmicos de componentes ao seu desempenho real frente a perturbações é de extrema importância. As análises e modificações dos parâmetros propostas permitiram uma melhora na aderência da resposta da frequência das simulações com os modelos atuais em relação aos registros PMU, o que pode auxiliar o planejamento e a operação do SIN a garantir a segurança e monitorar riscos de atuação do ERAC. O fenômeno *multi-infeed* ganhou relevância em função do aumento na quantidade de equipamentos HVDC no SIN. Eventos que resultem em falhas de comutação podem causar impactos significativos e limitações, sendo necessário que as simulações eletromecânicas consigam reproduzir estes efeitos. Foi avaliado um evento de ocorrência de uma falha de comutação e simulado um caso de tempo real. Através da metodologia atualmente utilizada no ONS, foi possível reproduzir adequadamente em uma simulação de transitórios eletromecânicos as consequências de um evento com falha de comutação.

#### REFERÊNCIAS

- [1] NERC (2010). Power System Model Validation - A White Paper by the NERC. A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee, s.l.: s.n.
- [2] Decker, I. C. et al. (2012). Sistema Piloto Para Avaliação Automática de Segurança Dinâmica Baseado em Regiões de Segurança e Medição Fasorial Sincronizada, s.l.: Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, UFSC, CTEEP e HPPA.
- [3] Jardim, J. L. (2016). Análise de Sistemas de Energia Elétrica II – Análise Dinâmica de Sistemas de Potência, Rio de Janeiro: Apostila, PUC-RIO.
- [4] Guimarães, C. H. C. (2003). Simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência considerando os fenômenos de longa duração, Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Tese de Doutorado, COPPE.
- [5] Filho, D. S. (2003). Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutiva, s.l.: Dissertação de Mestrado, USP.
- [6] Cenaqui, T. C. (2018). Modelagem de turbinas e reguladores de velocidade e seus impactos na simulação da regulação primária de frequência, Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Dissertação de Mestrado, COPPE.
- [7] NERC (2019). Reliability Guideline: Primary Frequency Control, s.l.: s.n.
- [8] Souza, M. M. P. (2010). Modelagem de cargas para estudos dinâmicos, Itajubá, MG, Brasil: Dissertação de Mestrado, UNIFEI.
- [9] Kosterev, D. (2008). Load modeling in power system studies: WECC progress update, 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, pp. pp. 1-8.
- [10] NERC (2013). Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance: Voltage and Frequency Ride-Through Requirements, s.l.: A Report by the IVG Task Force.
- [11] Mourinho, F. A., Motter, D., Júnior, J. C. M. V. & Assis, T. M. L. (2019). Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos, Belo Horizonte, MG, Brasil: XXV SNPTEE.
- [12] ONS, "Critérios para identificação do fenômeno de falha de comutação na operação dos bipolos do SIN," DPL-REL-0259/2019, Rio de Janeiro, RJ, 2019.

#### 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) **ARMANDO M. LEITE DA SILVA** é Doutor em Engenharia Elétrica pelo UMIST, University of Manchester (UK) (1980), Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica na PUC-Rio, IEEE Life Fellow (2000) e Membro Titular da ANE (Academia Nacional de Engenharia) e ABC (Academia Brasileira de Ciências).

(3) **JORGE LUIZ DE A. JARDIM** é Doutor em Engenharia Elétrica pelo Imperial College, University of London (UK) (1994), Sócio fundador da HPPA Consultoria Ltda e tem 38 anos de experiência em planejamento, operação, pesquisa e desenvolvimento de sistemas elétricos de potência. Ele tem projetado e desenvolvido técnicas analíticas e software para cálculo de fluxo de potência, fluxo de potência continuado, análise de contingências, simulação no domínio do tempo, modelagem de sistemas dinâmicos, e avaliação de segurança dinâmica.