



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GAT/30

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO -IV

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

**VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DA DINÂMICA DO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL UTILIZANDO SINCROFASORES**

**da SILVA, P.A.S.*
LABPLAN-UFSC**

**e SILVA, A.S.
LABPLAN-UFSC**

**DECKER, I.C.
LABPLAN-UFSC**

**JARDIM, J.L.
HPPA**

RESUMO

O objetivo do presente trabalho é apresentar uma metodologia para abordar o problema da validação de modelos de simulação de maneira sistemática, quantificando, através de indicadores numéricos, discrepâncias entre resultados de simulação e registros de sincrofases. O problema é abordado de maneira hierarquizada por meio de quatro níveis de análise: de sistema, de subsistema, local e de componente, formalizando uma estratégia para a identificação e localização de modelos imprecisos em grandes sistemas. Resultados da validação de modelos de simulação do SIN são apresentados, onde foram reproduzidas perturbações naturais recentemente registradas.

PALAVRAS-CHAVE

Validação de modelos, Simulação dinâmica do SIN, Sincrofases, PMU.

1.0 - INTRODUÇÃO

A tomada de decisão nos estudos de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica (SEE) baseia-se, em grande parte, em resultados de simulações computacionais. O cálculo de limites operacionais, estudos de planejamento de novas unidades geradoras e a avaliação do desempenho dos sistemas de proteção, por exemplo, são viabilizados através de estudos em ambiente de simulação (1). Tais estudos utilizam modelos matemáticos equivalentes para quantificar a segurança do sistema elétrico quando sujeitos a grandes distúrbios. Modelos imprecisos podem levar à operação em condições inseguras do sistema, quando reproduzem resultados otimistas. Por outro lado, a consideração de modelos que resultam em respostas pessimistas, subestimam a capacidade do sistema em manter a estabilidade, acarretando investimentos desnecessários ao setor (2).

Sistemas interligados de grande porte, como por exemplo o Sistema Interligado Nacional - SIN, cobrem áreas geográficas de dimensões continentais e tem seu comportamento dinâmico influenciado por milhares de dispositivos, que atuam de maneira distinta na manutenção das condições de operação do sistema (3). A complexidade envolvida na modelagem de um grande conjunto de elementos, aliada ao natural crescimento do SEE fazem da validação de modelos de simulação uma tarefa complexa e que exige contínua manutenção.

O Operador Nacional do Sistema – ONS juntamente com os agentes do setor elétrico investem esforços na atualização dos modelos de simulação do SIN. Estudos apresentados em (4) e (5), respectivamente nos anos de 2011 e 2013, mostraram que este esforço assegurou modelos aderentes à realidade, reproduzindo adequadamente o comportamento dinâmico durante perturbações registradas por PMUs (do inglês *Phasor Measurement Units - PMUs*). Porém a contínua expansão do SIN e, conseqüentemente a introdução de novos modelos nos estudos de simulação, exigem que a validação da resposta de simuladores seja realizada de maneira periódica.

(*)LabPlan / EEL / CTC / UFSC – CEP 88.040-900 – Florianópolis, SC, Brasil

A disponibilidade de medição fasorial sincronizada e metodologias adequadas, podem conduzir a detectar áreas onde os modelos podem ainda ser melhorados. Atualmente, um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) de baixa tensão, projeto MedFasee BT, já cobre todo o território nacional (6). Unidades de medição fasorial também estão instaladas no sistema de 440 kV da Companhia de Transmissão Energia Elétrica Paulista (CTEEP) (7), em subestações da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) (8) entre outras. O projeto de medição fasorial do SIN, coordenado pelo ONS, previsto para os próximos anos, ampliará consideravelmente a disponibilidade de dados e informações que podem ser usadas na validação de modelos e detecção de eventuais erros de modelagem. Para a efetiva utilização da informação disponibilizada pelo SMSF, são necessários métodos que indiquem a localização de fontes de imprecisão destes modelos.

O presente trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia para validação de modelos de grandes SEE por meio de um conjunto de estratégias e métricas, identificando, através de uma abordagem hierárquica, a existência e a localização de modelos imprecisos de simulação. Esta metodologia foi aplicada em estudos da validação de modelos de simulação do SIN utilizando o software ORGANON.

2.0 - VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO E DETECÇÃO DE ERROS

Erros em modelos de simulação são, em geral, detectados através da verificação de discrepâncias entre a resposta simulada e o registro de perturbações naturais ou forçadas do sistema. A identificação dos elementos responsáveis por estas discrepâncias e o ajuste de modelos imprecisos são os objetivos da validação de modelos. Para comparar adequadamente registro e simulação, devem ser levados em conta os seguintes critérios (9):

- As condições do sistema, anteriores ao distúrbio, devem ser fielmente representadas nos casos de fluxo de potência utilizados no processo de simulação.
- O processo de simulação deve reproduzir a sequência de eventos ocorrida durante um distúrbio no sistema.
- Os eventos devem produzir repercussões dinâmicas suficientes grandes de modo que as características do modelo e o tipo de modelo que se deseja avaliar sejam sensibilizadas.

Além disso, necessita-se que os registros correspondentes de equipamentos instalados em campo, como por exemplo as PMUs, atendam aos requisitos recomendados para estes equipamentos (10). Problemas de sincronismo temporal, erros de canais de instrumentação e instalação inadequada de equipamentos, por exemplo, podem provocar erros de mensuração, prejudicando a análise das discrepâncias entre registro e simulação.

Dado este conjunto de incertezas, as discrepâncias entre resultados de simulação e registros, são o resultado do somatório dos erros de cada uma das etapas envolvidas no processo de validação de modelos.

Atualmente diversos trabalhos abordam o problema da validação de modelos de simulação de grandes sistemas de maneira empírica, baseados, sobretudo, no conhecimento de especialista, como apresentados em (1), (2), (5), (6), (12) e (13). Com o intuito de abordar o problema da validação de modelos de simulação de maneira sistemática é proposto uma metodologia para quantificar as discrepâncias entre registro e simulação por meio de uma estratégia hierárquica, como descrito na próxima seção.

3.0 - METODOLOGIA PARA VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO

Considerando a abrangência do monitoramento do SEE pelo SMSF, cada PMU é considerada uma fonte de informação para a avaliação da qualidade dos modelos de simulação. Visto que cada PMU fornece um indicativo da discrepância entre simulação e registro pode-se considerar a hipótese de que, em um sistema interligado, a magnitude das discrepâncias está associada à distância elétrica do modelo impreciso. Partindo desta hipótese, o processo de validação de modelos é dividido em quatro níveis:

- Componente: tem como objetivo ajustar parâmetros do modelo e para isso são aplicadas técnicas dedicadas a cada tipo de componente. Este nível de validação não será abordada neste trabalho;
- Local: tem como objetivo identificar erros de modelagem em centros de carga e/ou unidades de geração;
- Subsistema: tem como objetivo identificar uma área do sistema que apresenta as maiores discrepâncias;
- Sistema: tem como objetivo avaliar a necessidade da validação dos modelos de simulação.

Nas subseções a seguir são apresentados os indicadores numéricos definidos para cada um dos níveis de análise.

3.1 Nível Local

São analisadas as discrepâncias entre resultados de simulação e o registro de sincrofasores de maneira individual. Assim, dado um ponto p , monitorado por uma PMU, atribui-se um índice, chamado de ID_p , que representa o erro relativo entre o sinal de uma medida y obtido através de simulação (y^{sim}) e esta mesma medida obtida através do registro da PMU (y^{med}). O indicador de discrepância proposto é formulado através de (1).

$$ID_p(y) = \frac{\|y^{sim} - y^{med}\|_2}{\|y^{med}\|_2} \quad (1)$$

Este índice é organizado em uma hierarquia, de maneira que o ponto com maior discrepância presente destaque em relação aos demais. Deste modo os valores de cada $ID_p(y)$ são normalizados em relação ao maior valor entre todos os $ID_p(y)$ e, por seguinte, organizados em um vetor de maneira decrescente, conforme equação (2).

$$HID(y) = \left[\frac{ID_1(y)}{\|ID(y)\|_\infty} \quad \frac{ID_2(y)}{\|ID(y)\|_\infty} \quad \dots \quad \frac{ID_p(y)}{\|ID(y)\|_\infty} \right] \quad (2)$$

Onde: $ID(y)$ é o vetor contendo todos os valores de $ID_p(y)$;

3.2 Nível de Subsistema

Nesta etapa examina-se separadamente cada subsistema, de maneira a identificar aquele que mais contribui com as discrepâncias. As discrepâncias são agrupadas de modo a atribuir um peso diretamente proporcional às discrepâncias existentes em cada subsistema. Este índice é calculado, primeiramente, através da média aritmética dos valores de $ID_p(y)$ dos N_p pontos de medição considerados dentro do subsistema de interesse, conforme a expressão (3).

$$MID_{sub}(y) = \frac{\sum_{n=1}^{N_p} ID_n(y)}{N_p} \quad (3)$$

De maneira complementar é calculado a participação das discrepâncias de cada subsistema em relação ao somatório do MID_{sub} de todos subsistemas, fornecendo o indicador de discrepância de subsistema descrito a seguir.

$$IDS_{sub}(y) = 100 * \frac{MID_{sub}(y)}{\sum_{Sub=1}^{T_{sub}} MID_{sub}} \quad (4)$$

3.3 Nível de Sistema

Busca-se atribuir um indicador que descreva de maneira global as discrepâncias de todos os P pontos considerados no processo de validação. Para tanto é utilizada a média aritmética dos valores de $ID_p(y)$. Este indicador é chamado de indicador de discrepâncias global e é calculado por:

$$IDG(y) = \frac{\sum_{p=1}^P ID_p}{P} \quad (5)$$

Outra característica avaliada é o comportamento de oscilações eletromecânicas, registradas em grandes perturbações (13). A característica modal do SEE é obtida aplicando-se métodos de identificação no domínio do tempo, como por exemplo Prony (14). Para quantificar a discrepância da característica modal do sistema, são calculadas as discrepâncias da frequência de oscilação (f) e da taxa de amortecimento (ζ) dos modos de oscilação, calculados por:

$$\Delta\zeta = \frac{\zeta^{sim} - \zeta^{ref}}{\zeta^{ref}} * 100\% \quad \Delta f = \frac{f^{sim} - f^{ref}}{f^{ref}} * 100\% \quad (6)$$

onde: f^{sim} e f^{ref} : frequência de oscilação do modo eletromecânico para o caso simulado e medido, respectivamente; ζ^{sim} e ζ^{ref} : taxa de amortecimento do modo eletromecânico para o caso simulado e medido respectivamente.

3.4 Estratégia de Aplicação

A identificação de erros em modelos de simulação através da aplicação dos indicadores propostos segue a hierarquia descrita a seguir.

No nível de sistema calculam-se os indicadores (5) e (6). Discrepâncias existentes na característica modal devem ser investigadas através da análise do fator de participação do modo de oscilação, podendo, em alguns casos, serem identificados erros de modelagem já nesta etapa. Discrepâncias suficientemente grandes no $IDG(y)$ são indicativos da necessidade da investigação mais detalhada dos modelos e assim passa-se para o nível de subsistema.

No nível de subsistema calcula-se o indicador (4), identificando, através do maior valor de $IDS_{sub}(y)$, o subsistema candidato para a análise no nível Local. Quando o valor dos indicadores são iguais ou muito próximos o processo é parado e devem ser identificados erros que afetam de maneira global o SEE.

No nível local calcula-se o indicador (2) e identifica-se o ponto do SEE que apresenta as maiores discrepâncias, servindo de ponto de partida para a identificação do modelo impreciso.

Há duas opções para o encerramento do processo: quando as discrepâncias entre registro e simulação são suficientemente pequenas ou quando o modelo impreciso não pode ser identificado. Observa-se que a efetividade da metodologia dependerá das características do SMSF considerado nas análises. Em (15) é demonstrado que a qualidade dos resultados dependem tanto da abrangência do SMSF quanto das medidas utilizadas. Em alguns casos mesmo

com a identificação da existência de discrepâncias, a baixa observabilidade de PMUs não permite localizar modelos imprecisos.

3.5 Experimentos computacionais de validação metodológica

Nesta seção são apresentados os resultados de experimentos computacionais para validação de modelos de simulação do SIN aplicando as metodologias propostas. Para este estudo são considerados os seguintes aspectos:

- Utilizou-se os modelos de simulação disponibilizados nos casos de planejamento do ONS em um cenário de carga pesada referente a outubro de 2014 (16).
- Simulou-se a perturbação referente a rejeição da UTN Angra II, operando com 1350 MW.

Para atribuir o erro no modelo, alterou-se o parâmetro $T'd$ da máquina síncrona de Tucuruí. As análises são realizadas comparando dois casos de simulação:

- **Modelo referência:** simulação da perturbação considerando os modelos dinâmicos do SIN com valores nominais;
- **Modelo alterado:** parâmetro $T'd$ da UHE Tucuruí (Barra 6425) alterado de 5,0 para 2,0;

Para discutir a aplicabilidade da metodologia proposta, são apresentados dois experimentos computacionais, que diferenciam-se em relação a observabilidade do SMSF. No primeiro caso considera-se a hipótese do uso de 22 PMUs, monitorando barras de AT de subestações próximas a localização das 22 PMUs do SMSF MedFasee BT. No segundo caso considera-se a hipótese do uso de 95 PMUs monitorando os principais centros de carga e geração do SIN.

3.5.1 Caso 1 - PMUs MedFasee - BT

Neste caso de estudo considerou-se a observabilidade das PMUs do projeto MedFasee BT, onde estão disponíveis as informações de sincrofasores da rede de baixa tensão do SIN em 22 universidades brasileiras (6). As discrepâncias entre os dois casos de simulação, “Modelo Referência” e “Modelo Alterado”, são contabilizadas através de medidas de frequência em 22 barras de AT do SIN, localizadas próximas às instalações de 22 PMUs do SMSF MedFasee BT. Os resultados para os três níveis de análise considerados na metodologia são apresentados Figura 1.

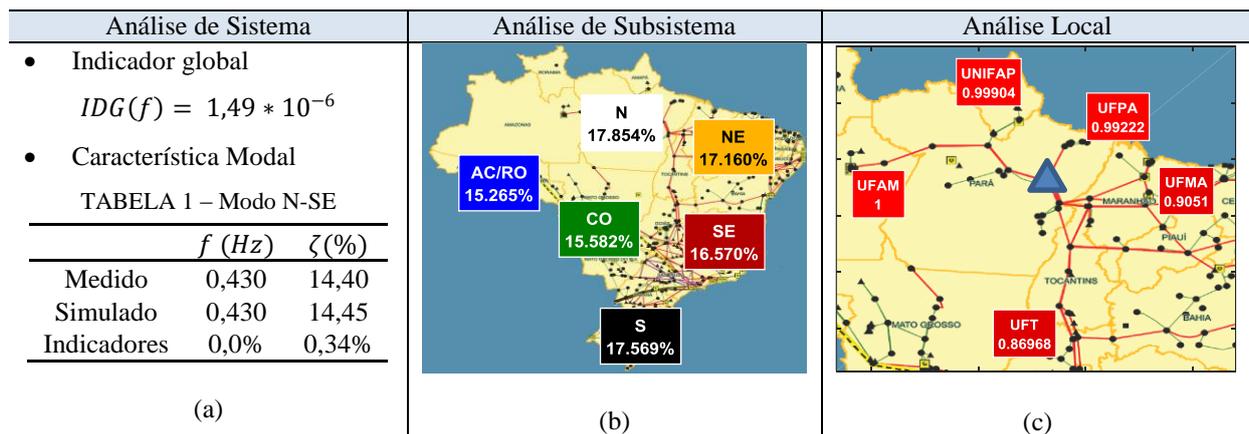


FIGURA 1 – Indicadores do nível de sistema (a), Subsistema (b) e Local (c)

No nível de sistema, Figura 1 (a), observa-se que os indicadores, tanto o $IDG(f)$ quanto o da característica modal, representam pequenas discrepâncias em relação à alteração do parâmetro do modelo.

No nível de subsistema, o indicador da região norte (N) é levemente maior que os demais, com valor de 17,854 %, indicando de maneira correta o subsistema com parâmetro alterado, como mostrado na Figura 1 (b).

No nível local, a PMU UFAM, localizada em Manaus – AM, apresenta a pior discrepância, como mostra a Figura 1(c). Este resultado demonstra que é possível identificar uma região com a localização do modelo impreciso. Porém a exata localização deste modelo dependerá de investigações mais detalhadas. Esta limitação pode ser contornada considerando a instalação de PMUs em barras próximas aos principais centros de carga e geração do SEE, como discutido no caso 2 a seguir.

3.5.2 Caso 2 - PMUs nas principais barras do SIN

Neste segundo caso de estudo considerou-se a observabilidade de PMUs cobrindo 95 barras do SIN. As discrepâncias entre os dois casos de simulação, “Modelo Referência” e “Modelo Alterado”, são contabilizadas através do módulo da tensão de 47 barras de usinas com geração acima de 100 MW e 48 de barras referentes a centros de carga acima de 100 MW. Os resultados para os três níveis de análise considerados na metodologia são apresentados a seguir.

- **Nível de Sistema:** para o indicador global, $IDG(V)$, obteve-se o valor de $1,18 * 10^{-5}$. Observa-se que o valor do $IDG(V)$ é maior que o calculado no caso anterior. Isto se deve ao fato da medida de tensão ser mais

sensível ao erro do modelo que a frequência. Para a característica modal as discrepâncias foram quase nulas com os seguintes valores: $\Delta\zeta = 0,31\%$ e $\Delta f = 0,0\%$.

- **Nível de Subsistema:** a região N apresenta 52,45 % da participação das discrepâncias, como mostrado em (7). Diferente do caso anterior, onde utilizou-se a frequência, o indicador identificou com maior precisão o subsistema com modelo impreciso.

$$IDS(f) = \begin{bmatrix} IDS_S & IDS_{SE} & IDS_{CO} & IDS_{NE} & IDS_N & IDS_{AC/RO} \\ 6,78\% & 6,36\% & 8,48\% & 13,27\% & \mathbf{52,56\%} & 12,56\% \end{bmatrix} \quad (7)$$

- **Nível Local:** calculando o índice $HID(f)$, foi possível identificar a localização exata do modelo impreciso (Barra 6425), como observado a seguir:

$$HID(f) = \begin{matrix} Barra \\ índice \end{matrix} \begin{bmatrix} \mathbf{6425} & 6482 & 6461 & 6424 & 6422 & 6419 & 7206 & 7110 \\ \mathbf{1,00} & 0,156 & 0,152 & 0,115 & 0,100 & 0,099 & 0,077 & 0,027 \end{bmatrix} \quad (8)$$

4.0 - RESULTADOS DE APLICAÇÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Nesta seção são apresentados dois casos de estudo onde perturbações naturais do SIN são reproduzidas em ambiente de simulação ORGANON e comparadas com os registros do SMSF MedFasee BT. No primeiro caso, considera-se os modelos utilizados para os estudos do planejamento da operação do SIN. Na sequência, resultados utilizando os modelos de simulação online do ORGANON são apresentados.

4.1 Caso I – Estudo de Validação em Caso do Planejamento Mensal da Operação

Neste caso buscou-se reproduzir as condições praticadas para os estudos de planejamento da operação mensal do SIN. Foi escolhida a perturbação ocorrida no domingo, 16/10/2016 às 19h50min, referente ao desligamento automático do Elo CC Foz do Iguaçu/Ibiúna, tendo como consequências os seguintes eventos (17).

- Rejeição de 5250 MW da UHE Itaipu 50 Hz;
- Atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), nas regiões SE, CO e S, interrompendo cerca de 3200 MW de carga.
- Atuação da Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) das LTs de 230 kV Ji-Parana/Pimenta Bueno C1, C2 e C3, levando a abertura da interligação dos estados do Acre e Rondônia (AC/RO) com o SIN.

Para a reprodução da perturbação em ambiente de simulação utilizou-se o software ORGANON e os modelos disponibilizados pelo ONS, conforme descrito a seguir.

- Ponto de operação pré-falta: fluxo de potência para o patamar de carga “Domingo Noite” para o mês de Outubro de 2016 (18), disponibilizado no formato *.PWF;
- Modelos dinâmicos: versão gerada em Maio de 2016, disponibilizada no formato *.dyn;
- Sequência de eventos: bloqueio do elo CC Foz do Iguaçu/Ibiúna.

Os resultados de simulação foram comparados com os registros de 20 PMUs do projeto MedFasee BT. O comportamento da medida da frequência do SIN para o caso medido e simulado são apresentados respectivamente na Figura 2 e na Figura 3.

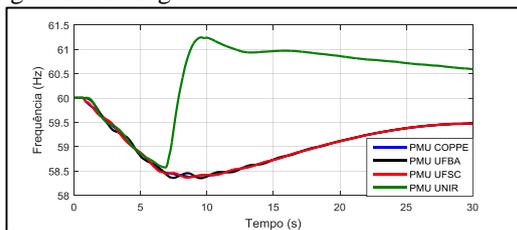


FIGURA 2 – Resposta medida para a perturbação de 16/10/2016

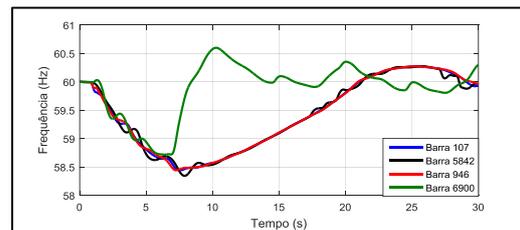


FIGURA 3 – Resposta Simulada para a perturbação de 16/10/2016

Visualmente observam-se diferenças entre registro e simulação. Em virtude da separação do subsistema AC/RO do restante do SIN, não será considerado este subsistema em uma primeira análise, sendo individualmente analisado na sequência. Os três níveis de validação considerados na proposta deste trabalho são mostrados Figura 4.

Na análise do nível de sistema, Figura 4(a) observa-se que o indicador global ($IDG(f)$) atinge um valor de 0,008, este valor pode ser interpretado como um erro médio de 0,48Hz, para um valor nominal de 60Hz. Em relação à característica modal, também são computadas discrepâncias, provavelmente associadas a diferenças na topologia da rede e ao número de máquinas sincronizadas entre os dois casos.

No nível de subsistema destaca-se o NE com as piores discrepâncias, com um valor de 20,13 %, como mostra a Figura 4(b). Portanto, os esforços para identificar modelos incorretos deverão ser realizados para este subsistema.

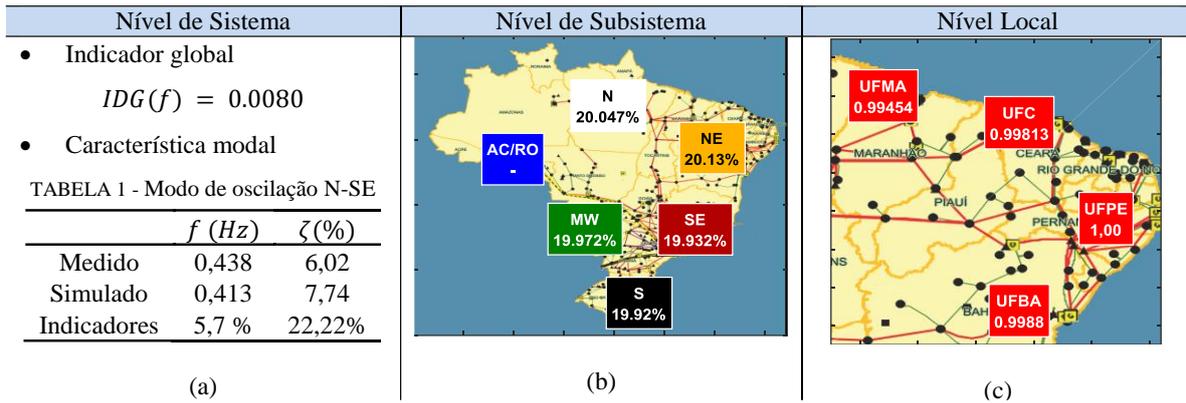


FIGURA 4 – Indicadores de nível de Sistema (a), Subsistema (b) e Local (c).

Observando os indicadores de nível local para o subsistema NE, Figura 4 (c), o ponto de monitoramento UFPE apresenta as piores discrepâncias, sendo este um indicativo da localização dos modelos mais imprecisos. A comparação entre o sinal da frequência medido e simulado para a UFPE é mostrada na Figura 5. Para melhor identificar as diferenças no comportamento da frequência, dividiu-se as análises em três períodos de tempo.

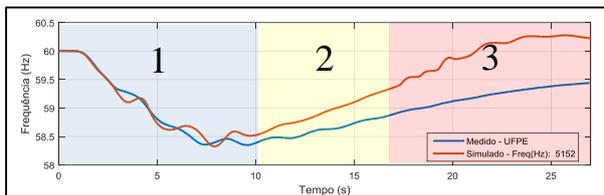


FIGURA 5 – resposta simulada e medida da frequência em Recife- PE

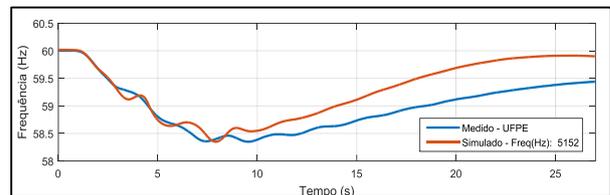


FIGURA 6 – resposta simulada e medida da frequência em Recife- PE após ajuste do modelo

A partir de uma análise visual pode-se constatar as seguintes observações em relação às discrepâncias verificadas entre registro e simulação:

- 1) No primeiro período observa-se o efeito do corte de geração da UHE Itaipu 50Hz ocasionando um afundamento da frequência, onde observa-se uma boa aderência entre a resposta medida e simulada. Em geral este período está associado às inercias das máquinas síncronas do sistema, mostrando uma boa aderência.
- 2) No segundo período, correspondente a atuação dos ERACs Sul, SE e CO, observa-se uma recuperação da frequência mais rápida no resultado simulado em relação ao medido. Este período, em geral, está associado a resposta de reguladores de velocidade e características da carga em relação a frequência.
- 3) No terceiro período observa-se um chaveamento no instante próximo aos 17s na curva simulada (vermelho), provocando um aumento da frequência, indicando um possível corte de carga. Analisando a sequência de eventos do simulador constatou-se a atuação do ERAC NE, que não ocorre no comportamento real do SIN.

Identificado o modelo impreciso, neste caso a atuação dos “RELÉS DE FREQUÊNCIA ABSOLUTA TEMPORIZADOS” da região NE, realizou-se a mesma simulação porém desabilitando esta proteção. O resultado é mostrado na Figura 6. Observa-se que aderência entre as curvas apresenta melhor resultado que o caso anterior. O indicador global de discrepâncias após o ajuste é de 0,0060 apresentando uma melhoria de aproximadamente 25%.

Para o subsistema AC/RO, analisa-se a frequência em Porto Velho – RO, as discrepâncias entre registro e simulação são mostradas na Figura 7. O principal aspecto a ser avaliado é a atuação da PPS no instante próximo a 7s, exatamente como observado no registro do SIN.

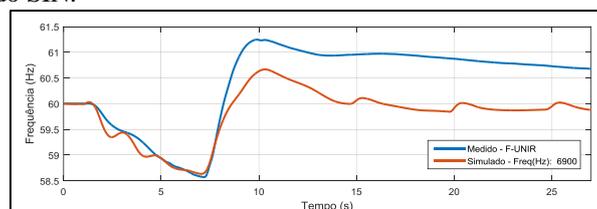


FIGURA 7 - Resposta simulada e medida da frequência em Porto Velho – RO

Em termos de uma avaliação geral deste caso, verificou-se que, embora as discrepâncias relatadas, a simulação deste evento reproduziu de maneira adequada o comportamento do SIN, sobretudo em relação à atuação das proteções referentes ao PPS e ERACs Sul, SE e CO, sendo observada boa correlação com os ajustes praticados em campo.

4.2 Caso II – Estudo de Validação em Caso do Ambiente de Análise Online

Neste estudo de caso são comparados os registros de PMUs do SMSF MedFasee BT, com os resultados de simulação da perturbação do dia 29/08/2015 que teve início às 14h55min com a explosão do TC associado à LT 500 kV Miracema – Gurupi C3. Como consequência registraram-se os seguintes eventos: abertura das interligações N-SE e SE-NE, e corte de 4 Unidades de Geração (UG) da UHE Tucuruí.

Para a reprodução da perturbação em ambiente de simulação ORGANON foram utilizados os seguintes recursos:

- Ponto de operação pré-falta: arquivo *.STM disponibilizado pelo sistema de supervisão de tempo real do ONS, referente ao instante 14h53min do dia 29 de Agosto de 2015.
- Modelos dinâmicos: versão gerada em Agosto de 2015 no formato *.DYN.
- Sequência de eventos: extraídos do Relatório de Análise de Perturbações (RAP).

Em virtude da separação do SIN em dois subsistemas, a metodologia proposta será aplicada apenas aos subsistemas N e NE. Na Figura 8 e na Figura 9 são mostrados o comportamento da frequência nestes subsistemas para o caso medido e simulado, respectivamente.

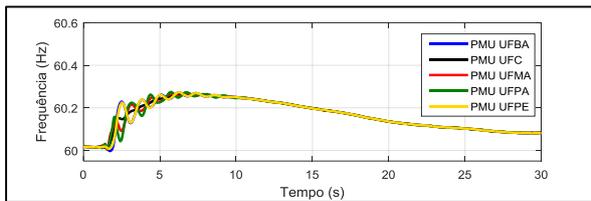


FIGURA 8 – Resposta medida durante a perturbação do dia 29/08/2015

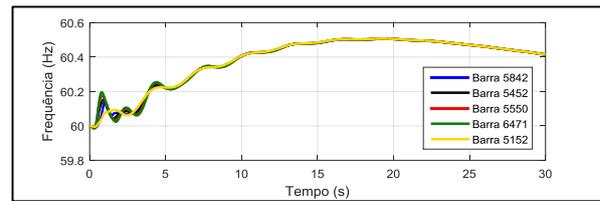


FIGURA 9 - Resposta Simulada durante a perturbação do dia 29/08/2015

Os resultados da aplicação dos indicadores definidos para os três níveis da metodologia proposta neste trabalho são apresentados a seguir:

- **Nível de Sistema:** foi obtido o índice global de 0,0049 que representa um erro médio de 0,2940Hz. Na análise de nível de sistema não foi possível identificar o modo de oscilação eletromecânica N-NE para o sinal simulado. Este é um forte indicativo da existência de erros nos modelos de simulação.
- **Nível de Subistema:** o indicador associado a região Nordeste apresenta valor levemente maior em relação ao indicador associado a região Norte sendo este subsistema analisado separadamente no nível seguinte.

$$IDS(f) = \begin{bmatrix} IDS_{NE} & IDS_N \\ 50,001 \% & 49,999 \% \end{bmatrix} \quad (9)$$

- **Nível Local:** calcula-se o índice $HID(f)$, mostrado em (10), e identificou-se o ponto de medição associado a PMU UFPE com as maiores discrepâncias. O comportamento medido e simulado é mostrado na Figura 10:

$$HID(f) = \begin{bmatrix} UFPE & UFMA & UFBA & UFC \\ 1,00 & 0,9984 & 0,9983 & 0,9980 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Verificou-se, entretanto, que os modelos dinâmicos utilizados na simulação realizada estavam em desacordo com a modelagem adotada no ambiente de supervisão e controle em tempo real. A representação de algumas plantas tem sido realizada de forma diferente nos ambientes de simulação do planejamento e de tempo real. No primeiro se representa um modelo de máquina com a capacidade total da usina, enquanto que no segundo, o modelo equivalente é deduzido com base no número de unidades sincronizadas. A correção foi realizada, alterando-se o número de unidades das usinas localizadas nas barras 5187 e 5188 para 1. Com o ajuste realizado, o comportamento da frequência do modelo de simulação apresentou maior aderência em relação aos dados de registros, como mostrado na Figura 11. O novo índice global para o caso ajustado é de 0.00043939, que representa um erro médio de 0,0263 Hz.

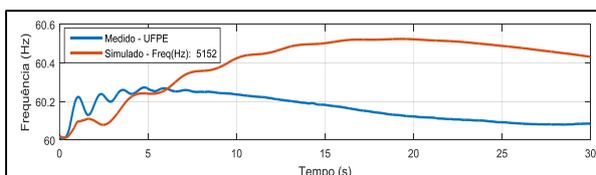


FIGURA 10 – Frequência medida e simulada em Recife-PE durante a perturbação de 29/08/2015

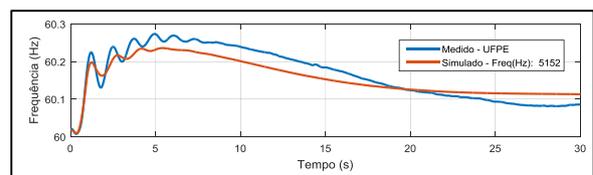


FIGURA 11 – Frequência medida e simulada em Recife-PE após o ajuste de modelo realizado

Em termos de uma avaliação geral do caso, observa-se que para os primeiros segundos a aderência entre registro e simulação apresenta bom resultado, aumentando as discrepâncias ao longo do tempo. Novamente é possível que a modelagem de carga e reguladores de velocidade necessitem de aprimoramento após estudos mais exaustivos.

5.0 - CONCLUSÃO

A metodologia proposta no presente trabalho oferece um procedimento sistemático para a identificação de erros de modelagem em grandes SEE, provendo subsídio ao ajuste de modelos de simulação. Além disso, os indicadores numéricos permitem a análise quantitativa das discrepâncias entre registro e simulação, fornecendo uma melhor precisão em relação a abordagens empíricas. Também destaca-se que a abordagem proposta faz uso de perturbações naturais do SIN, avaliando de maneira não invasiva a qualidade dos modelos de simulação empregados.

Os resultados apresentados identificaram aspectos importantes da modelagem do SIN no ambiente de simulação do ORGANON. Destaca-se as observações em relação as discrepâncias existentes na recuperação da frequência durante as perturbações, indicando a necessidade de estudos mais aprofundados da modelagem dos reguladores de velocidade do SIN e possivelmente dos modelos de carga. Em geral, as discussões conduzidas nos estudos de validação de modelos contribuíram ativamente na melhoria de métodos e modelos de simulações utilizados pelo ORGANON, bem como evidenciam a necessidade de se estabelecer um processo contínuo de validação de modelos.

De maneira geral, a execução dos estudos apresentados neste trabalho exigiu um grande esforço em relação à reprodução das perturbações em ambiente de simulação, bem como nos ajustes sugeridos. Estes esforços se devem à necessidade da reunião de um grande conjunto de informações, tais como o ponto de operação pré-falta e a seqüência de eventos. Destaca-se a inestimável cooperação extraoficial das equipes do ONS em colaborar com as investigações abordadas neste trabalho.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) E. Allen, D. N. Kosterev, e P. Pourbeik, “Validation of power system models”, in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, p. 1–7.
- (2) NERC, “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”. dez-2010.
- (3) P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill Professional, 1994.
- (4) I. C. Decker, A. S. e Silva, R. J. G. da Silva, M. N. Agostini, N. Martins, e F. B. Prioste, “System wide model validation of the Brazilian Interconnected Power System”, in *IEEE PES General Meeting*, 2010, p. 1–8.
- (5) G. Gavioli, “Validação de modelos de simulação de sistemas de energia elétrica utilizando dados fasoriais sincronizados”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2013.
- (6) “Projeto Medfasee :: Monitoração do SIN em Tempo Real”. (Online). Disponível em: <http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>. (Acessado: 20-mar-2017).
- (7) I. C. Decker, M. N. Agostini, D. Dotta, M. R. Bastos, e S. L. Zimath, “Desenvolvimento e implementação de um protótipo de sistema de medição fasorial sincronizada no sistema de transmissão de 440 kV da CTEEP”, apresentado em XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Florianópolis, Brasil, 2011.
- (8) S. R. C. Andrade, M. H. M. Vale, e F. C. R. Santos, “Aplicação da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada nos Processos de Planejamento Elétrico da Operação”, apresentado em XI Simposio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2009.
- (9) Z. Huang, B. Yang, e D. N. Kosterev, “Benchmarking of planning models using recorded dynamics”, in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, 2009, p. 1–6.
- (10) “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems – Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements”, *IEEE Std C371181a-2014 Amend. IEEE Std C371181-2011*, p. 1–25, abr. 2014.
- (11) J. F. Hauer, N. B. Bhatt, K. Shah, e S. Kolluri, “Performance of ‘WAMS East’ in providing dynamic information for the North East blackout of August 14, 2003”, in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 2004, p. 1685–1690 Vol.2.
- (12) X. Yanhui, H. Renmu, e H. Dong, “Validation of measurement-based load modeling for large-scale power grid”, in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, p. 1–6.
- (13) R. B. Leandro, A. S. e Silva, I. C. Decker, e M. N. Agostini, “Identification of the Oscillation Modes of a Large Power System Using Ambient Data”, *J. Control Autom. Electr. Syst.*, vol. 26, nº 4, p. 441–453, abr. 2015.
- (14) IEEE Task Force, “Identification of Electromechanical Modes in Power Systems”. IEEE Task Force Report, jun-2012.
- (15) P. A. S. da Silva, “Investigação de metodologias de validação de modelos de simulação da dinâmica de sistemas elétricos utilizando sincrofasores”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2014.
- (16) Operador Nacional do Sistema - ONS, “Planejamento da Operação Elétrica - Anual - Casos de Referência - Estabilidade - Transitórios Eletromecânicos”. (Online). Disponível em: http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx. (Acessado: 21-set-2016).
- (17) Operador Nacional do Sistema - ONS, “IPDO – Informativo Preliminar Diário da Operação”.
- (18) “ONS - Avaliação de Curto Prazo da Operação - Planejamento da Operação Elétrica - Mensal”. (Online). Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/regime_permanente.aspx. (Acessado: 30-jan-2017).

DADOS BIOGRÁFICOS

Paulo André Sehn da Silva é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pampa, RS, Brasil. (2011) e mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2014). Atualmente desenvolve pesquisas na aplicação de medição fasorial sincronizada para estimação de parâmetros e validação de modelos de simulação.

Jorge Jardim. Possui graduação em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (1982), mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1987) e doutorado em Power Systems - Imperial College of Science, Technology and Medicine (1994). Atualmente é diretor geral - HPPA Consultoria

Ildemar Cassana Decker graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Católica de Pelotas (1979), mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1984) e doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1993). Atualmente é Professor Associado na Universidade Federal de Santa Catarina.

Aguinaldo S. e Silva possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (1977), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1982) e doutorado na University of Manchester Institute of Science and Technology (1990). Atualmente é professor titular da Universidade Federal de Santa Catarina.