# AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE DINÂMICA DE SUBESTAÇÕES EM REDES ELÉTRICAS CONSIDERANDO ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS

# LUCAS RAMALHO DE LIMA<sup>1, 2</sup> ARMANDO M. LEITE DA SILVA<sup>3</sup> JORGE L. JARDIM<sup>4</sup> ZULMAR S. MACHADO JR.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Itajubá, MG, Brasil, <sup>2</sup>Centro Universitário de Itajubá, MG, Brasil <sup>3</sup>Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ, Brasil, <sup>4</sup>HPPA Consultoria, RJ, Brasil

*E-mails*: lucasramalholima@gmail.com, armando@ele.puc-rio.br, jorge.jardim@hppa.com.br, zulmar@unifei.edu.br

Abstract— This work presents a new methodology for ranking substations of a power grid, through metrics or indices of dynamic criticality. Thus, system planners and operators can identify those facilities most likely to lose stability, considering preestablished system conditions (i.e., generation dispatch and disturbance). Moreover, based on these indices, control actions to maintain the integrity of the network via SPS (Special Protection Schemes) can be elaborated. The results of applications in a test system, allowing the classification of critical substations, are presented and discussed.

Keywords— Security analysis, fast transient stability assessment, substation ranking, substation criticality, special protection schemes.

**Resumo**— Este trabalho apresenta uma nova metodologia para a classificação de subestações de uma rede elétrica de potência, através de métricas ou índices de criticidade dinâmica. Assim, planejadores e operadores do sistema podem identificar aquelas instalações mais propensas à perda de estabilidade, para condições preestabelecidas do sistema (i.e., despacho de geração e tipo de evento). Adicionalmente, baseado nesses índices, é possível elaborar ações de controle para manter a integridade da rede via EPS (Esquemas de Proteção de Sistemas). Os resultados de aplicações em um sistema teste, permitindo a classificação de subestações críticas, são apresentados e discutidos.

Palavras-chave— Análise de segurança, avaliação rápida de estabilidade transitória, classificação de subestações, criticidade de subestações, esquemas de proteção de sistemas.

#### 1 Introdução

O desenvolvimento de ferramentas para a análise e identificação de infraestruturas críticas em sistemas elétricos de potência tem se tornado um assunto de grande interesse entre pesquisadores e empresas do setor elétrico. Em geral, os estudos de estabilidade transitória são avaliados durante a fase de planejamento para as condições operativas do sistema sob contingências, porém considerando cenários restritos: e.g., critério "N-1". Mudanças da topologia da rede, devido a saídas de equipamentos, não são exaustivamente avaliadas em estudos convencionais. Pode-se afirmar que uma subestação é crítica se as contingências associadas comprometem a operação do sistema.

Várias técnicas têm sido propostas para analisar a vulnerabilidade e a segurança de sistemas de potência, e.g., inteligência artificial baseada em métodos de busca (Robinson, 2005) e *spectral graph theory* (Torres *et al.*, 2011). Tais técnicas têm sido apresentadas para encontrar equipamentos críticos através de índices de vulnerabilidade de redes elétricas. Recentemente, a criticidade das subestações vem sendo também avaliada considerando as indisponibilidades dos seus equipamentos pelos impactos estáticos e dinâmicos na rede elétrica (Violin *et al.*, 2012).

Tradicionalmente, a estabilidade do sistema é avaliada através da análise de uma lista de contingências, considerando diversos cenários operativos. Esta avaliação é um processo muito árduo, devido à complexidade e dimensão dos modelos simulados, consumindo um tempo computacional significativo e a análise de cada simulação requer inspeção visual de várias trajetórias no tempo, impedindo uma verificação minuciosa e abrangente.

Desde o final da década de 60, um esforço significativo tem sido dedicado para elaborar métodos rápidos para análise de estabilidade transitória. O foco inicial foi na aplicação do método de Lyapunov (Pai, 1989), mas as simplificações necessárias eram muito severas e os resultados não foram precisos o suficiente. Atualmente, há basicamente duas principais metodologias que têm obtido relativo sucesso. Uma abordagem é baseada em Função de Energia Transitória (TEF) (Pai, 1989). O outro é baseado no mapeamento de todo o sistema em um modelo equivalente reduzido, constituído por uma única máquina e um barramento infinito equivalente, denominado método SIME (Single Machine Equivalent), fundamentado no princípio do "Critério das Áreas Iguais" (Pavella et al., 2000). A principal desvantagem do método TEF é a dificuldade de utilizar modelos detalhados do sistema, i.e., com representação adequada do sistema de excitação, reguladores e FACTS, por exemplo. Por outro lado, o método SIME além de admitir modelos detalhados, tem custo computacional desprezível e pode ser facilmente implementado em programas de simulação no domínio do tempo. Neste trabalho, o índice de desempenho dinâmico será calculado através de uma extensão deste método para avaliar a criticidade dinâmica de subestações.

Diversos indicadores de estabilidade obtidos a partir do método SIME são propostos nos trabalhos de Silva Neto *et al.*, 2012 e Groetaers dos Santos, 2009, como o IEA (Índice de Estabilidade Aparente) e o POI (Probabilidade de Instabilidade). O IEA corresponde à expectativa de margem de energia negativa e o POI indica as chances de ocorrência de situações instáveis. Ainda no trabalho de Silva Neto *et al.*, 2012, a segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência é avaliada considerando um variado espectro de incertezas e utilizando-se metaheurísticas no processo de otimização.

No que se diz respeito à utilização de métodos probabilísticos para a avaliação da criticidade de subestações na rede, pode-se identificar vários trabalhos (Billinton *et al.*, 1996; Rei *et al.*, 2000; Arentz *et al.*, 2002; Fontoura *et al.*, 1995). Esses métodos são mais orientados a avaliação da confiabilidade do sistema, uma vez que requerem características de ciclos de falhas e reparos de equipamentos.

A avaliação da criticidade de nós, i.e., barras, foi recentemente discutida em Leite da Silva *et al.*, 2015. O trabalho desenvolvido em Lima *et al.*, 2016 é uma extensão deste estudo, agora para subestações, avaliando-as probabilisticamente, não levando em conta os detalhes dentro de uma subestação (equipamento específico, arranjos, etc.), mas as consequências em conjunto com falhas externas e avaliadas, estática e dinamicamente.

Este artigo apresenta uma classificação de nós de uma rede elétrica de potência, através de métricas ou índices de criticidade dinâmica das subestações baseados em Lima et al. 2016, pelo qual os planejadores e operadores do sistema podem facilmente identificar aquelas instalações mais propensas à perda de estabilidade, para condições preestabelecidas do sistema (i.e., despacho de geração e tipo de evento). Assim, baseado nesses índices, é possível elaborar ações de controle para manter a integridade da rede via EPS (Esquemas de Proteção de Sistemas). A abordagem é testada usando o sistema teste Brazilian Birds (BB Test System Data, 2015). Os resultados são apresentados e discutidos em detalhes, demonstrando o grande potencial desses esquemas de proteção a fim de melhorar o desempenho do sistema do ponto de vista de estabilidade transitória.

# 2 Esquemas de Proteção de Sistemas

Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS), na terminologia em inglês *Special Protection Schemes* (SPS), são esquemas de proteção eficientes, confiáveis e de baixo custo para que a operação de um sistema elétrico se realize de forma apropriada e contínua dentro dos limites preestabelecidos (Almeida, 2002).

Os EPS devem ser especificados para que o elemento ou elementos envolvidos em uma condição extrema na rede, como uma falta trifásica, por exemplo, sejam desligados tão logo quanto possível para evitar danos a estes elementos ou mesmo que os efeitos da falta se manifestem sob áreas maiores do sistema elétrico (Almeida, 2002). Este esquema é uma ótima solução de melhoria da estabilidade transitória, por exemplo, e será implementada no sistema acadêmico *Brazilian Birds* na Seção 4.

Algumas das ações eficazes para prevenir a perda de sincronismo estão citadas a seguir (Almeida, 2002):

Rejeição/corte de geração e controle rápido de válvulas de turbinas a vapor;

- Ilhamentos quando há desbalanços de potência entre dois subsistemas;
- Corte automático de carga;
- Resistor de freio;
- "Chaveamento" de reatores ou capacitores.

A implementação dos EPS neste trabalho consiste basicamente apenas do primeiro item, no qual é descrito com mais detalhes.

O corte de geração é um esquema no qual uma predeterminada quantidade de geração é desligada após a detecção de condições operativas que levam o sistema a instabilidade. A quantidade e a localização da geração a ser desligada, normalmente, baseiam-se em intensos estudos que visam determinar as características do sistema e a ação que é mais efetiva (Almeida, 2002).

A rejeição de geração melhora a estabilidade transitória, reduzindo o torque acelerante das máquinas que permanecem em serviço depois de uma grande perturbação (Almeida, 2002).

De maneira geral, os EPS são constituídos por três partes principais (Almeida, 2002):

- Sinais de entrada: medições de grandezas elétricas, estado de linhas de transmissão, transformadores, etc.;
- Um sistema de tomada de decisões baseada nas informações de entrada, processado tipicamente em CLP's (Controladores Lógicos Programáveis) e são responsáveis pela detecção de condições intoleráveis ou indesejáveis ao sistema elétrico, tomando a decisão de abertura de disjuntores local ou remotamente;
- Ações de controle: como corte de geração, ilhamentos, etc.

Com isto, o sistema de proteção oferece um meio econômico para a manutenção da continuidade do sistema elétrico.

## 3 Avaliação Dinâmica de Subestações

O método SIME original pode detectar precisamente casos instáveis, mas para o cálculo de margens positivas, quando o sistema é estável, pode gerar erros devido a dificuldades em extrapolar a curva da trajetória de potência acelerante para grandes excursões do ângulo. Logo, a presente avaliação é focada em uma nova abordagem que melhora a consistência e a precisão do método SIME.

## 3.1 Formulação do Problema

Um método SIME melhorado para calcular margens positivas é crucial, a fim de obter uma avaliação rápida e confiável da estabilidade de todo o sistema. O objetivo é ser capaz de estimar a margem de energia (positiva ou negativa) em poucos milissegundos após a eliminação da falta, quer quando o sistema atinja energia cinética mínima (margem positiva) ou instabilidade é detectada (margem negativa). A ideia central, para o cálculo de margens positivas, é aproximar a  $Pe(\delta)$  pós-falta (característica de transferência de potência pós-falta do sistema OMIB - *One-Machine Infinite Bus*) pela seguinte função de transferência de potência:

$$P_e(\delta) = \frac{E_m(\delta)E_{\infty}}{X_e}\operatorname{sen}(\delta) + P_0 \tag{1}$$

onde  $E_{\rm m}(\delta)$  é a tensão equivalente da máquina atrás de sua reatância transitória, que é modelada em função do ângulo do rotor;  $E_{\infty}$  é a tensão na barra infinita, que é assumida como constante;  $\delta$  é o ângulo do rotor da máquina equivalente; e  $P_0$  representa uma potência local referente ao equivalente OMIB. Se os parâmetros  $E_{\rm m}(\delta)$ ,  $E_{\infty}$  e  $X_{\rm e}$  forem estimados,  $P_0$  pode ser calculado para ajustar a equação num ponto particular. Observou-se que (1) fornece estimativas mais precisas e consistentes da  $Pe(\delta)$  do que as propostas inicialmente pela abordagem SIME, as quais se baseiam exclusivamente em métodos de extrapolação usando  $Pe(\delta)$  e  $\delta$ .

O parâmetro  $E_m(\delta)$  é estimado pela média das tensões atrás da reatância transitória para os geradores do grupo crítico, i.e.:

$$E_m(\delta) = \frac{1}{Nc} \sum_{k \in C} E_k(\delta)$$
(2)

onde Nc é o número de geradores pertencentes ao grupo crítico C.  $E_{\infty}$  é estimado da mesma maneira para o grupo não-crítico (geradores remanescentes), mas nos testes realizados até o momento, tem-se estimado o ângulo de retorno e admite-o constante, i.e., não é considerado como uma função do deslocamento do ângulo. O parâmetro  $X_e$  é estimado como a média ponderada da impedância externa vista por cada gerador, mais sua própria reatância transitória:

$$X_{e} = M_{C} \times \left[ \sum_{k \in C} M_{k} / (x_{ek} + x'_{dk}) \right]^{-1}$$
(3)

onde  $M_k$  é o coeficiente de inércia,  $x'_{dk}$  e  $x_{ek}$  são a reatância transitória e a impedância externa vista pelo gerador k, respectivamente, e  $M_C$  é a soma de todos  $M_k$  em C.

Assumindo que a interconexão entre os grupos críticos e não-críticos é basicamente reativa e que as máquinas no grupo oscilam coerentemente, pode-se escrever:

$$\overline{V}_{mk}(t) = j(x_{ek})\overline{I}_k(t) + \overline{E}_{\infty}$$
(4)

onde  $\overline{V}_{mk}$  é a tensão no terminal da máquina k. Considerando ainda que  $\overline{E}_{\infty}$  é constante (barra infinita), pode-se estimar:

$$\left|x'_{ek}\left(t\right)\right| = \left|\frac{d\overline{V}_{mk}\left(t\right)}{dt} \middle/ \frac{d\overline{I}_{k}\left(t\right)}{dt}\right| \tag{5}$$

A impedância externa vista por cada máquina individual ( $x_{ek}$ ) é calculada como a média dos valores de  $x'_{ek}(t)$ , calculados por (5) durante um intervalo de tempo pós-falta.

### 3.2 Índices de Desempenho Dinâmico

Em algumas análises do sistema de potência, em particular a avaliação do risco da segurança, é desejável calcular um índice de estabilidade transitória não-iterativo (i.e., não requerendo repetitivas simulações, aumentando/diminuindo os níveis de estresse para se conseguir uma boa precisão) e adimensional. Assim, para cada simulação de uma perturbação, o índice fornece a proximidade do sistema à instabilidade com aceitável precisão. Com base nesses requisitos, um novo índice de estabilidade transitória é proposto. Duas diferentes formas de calcular o índice são usadas dependendo se a margem de estabilidade é positiva ou negativa.

O índice de margem positiva  $(I_p)$  é baseado na proximidade das trajetórias angulares do gerador em atingir o limite da superfície potencial (Pai, 1989):

$$I_p = \frac{\delta_u - \delta_r}{\delta_u - \delta_s + \delta_a} \tag{6}$$

onde  $\delta_u$  é o ângulo SIME no ponto de equilíbrio instável dado por (1);  $\delta_r$  é o ângulo de retorno;  $\delta_s$  é o ângulo no ponto de equilíbrio pós-falta; e  $\delta_a$  é um pequeno ângulo constante (e.g., 10 graus). Portanto, essas variáveis são referidas à topologia do sistema pós-falta. Pode ser visto que este índice pode variar de "0" a "1", onde "0" significa um caso criticamente estável (quase instável) e "1" significa um sistema muito estável.

Para trajetórias instáveis, o índice de margem negativa  $(I_n)$  é a seguinte:

$$I_n = -\frac{Vke_{\min}}{Vke_{\max}} \tag{7}$$

onde  $Vke_{min}$  é o valor da energia cinética mínima da trajetória SIME pós-falta, avaliada próximo ao ponto de detecção de instabilidade e  $Vke_{max}$  é o valor da energia cinética máxima da trajetória SIME pós-falta. Este índice pode variar de "-1" a "0", onde "0" significa uma condição criticamente instável (quase estável) e "-1" uma condição altamente instável. A energia cinética é dada por (8), onde *n* é o número de geradores:

$$Vke(t) = 0.5 \sum_{k=1}^{n} M_k \omega^2(t)$$
 (8)

O índice de estabilidade é a combinação de ambos os índices  $I_p$  e  $I_n$  e varia de "-1" a "1". Alternativamente, este pode ser compensado e dimensionado para variar na faixa de "0" a "1", onde na faixa de [0;0,5) aponta um caso estável e de [0,5;1] sinaliza um sistema instável. Baseado nos índices de estabilidade para cada nó, apresentados em Leite da Silva *et al.*, 2015, é desenvolvida uma nova métrica que representa a estabilidade média (*Average Stability* – AS) calculada para cada subestação da rede:

$$AS(s) = \sum_{j \in s} \left[ Ncirc(j) \times AS(j) \right] / \sum_{j \in s} Ncirc(j) \quad (9)$$

onde AS(s) e AS(j) são o índice médio de estabilidade da subestação s e do nó j, respectivamente; e Ncirc(j)

é o número de circuitos ligados no entorno do nó *j*. Outro índice também é proposto, que representa o número médio de eventos instáveis (*Average Number* of Unstable events – ANU) em cada subestação, sendo este índice formulado de forma similar ao índice AS, i.e.:

$$ANU(s) = \sum_{j \in s} \left[ Ncirc(j) \times ANU(j) \right] / \sum_{j \in s} Ncirc(j) (10)$$

onde ANU(s) e ANU(j) são os números médios de eventos instáveis para a subestação s e do nó j, respectivamente.

A fim de ilustrar o processo de cálculo dos índices AS e ANU, considere a subestação Tiziu do sistema *Brazilian Birds* apresentada na Figura 1, que é composta por dois nós, ligados por um transformador e conectada a outras quatro subestações através de linhas de transmissão.

Primeiramente, são identificados os elementos que compõem esta subestação, i.e., nós, transformadores e compensadores série e os elementos que ligam a outras instalações, e.g., linhas de transmissão e HVDC's, através de um algoritmo de topologia de rede. Logo, todas as contingências associadas a esta subestação são avaliadas, consistindo de um evento dinâmico padronizado na qual um ramo de um nó está sujeita a um curto-circuito (monofásico ou trifásico a terra), seguido pela remoção deste ramo.

O programa computacional (Jardim, 2017) é então executado para calcular os índices de estabilidade que medem o impacto deste evento no nó da rede. Um novo evento associado à outra linha conectada no mesmo nó é avaliado, até que todos os ramos desta barra sejam analisados. Este procedimento é repetido para o outro nó desta subestação.

Logo, o Índice AS de um nó é a soma de todos os índices de estabilidade calculados para cada circuito ligado a este nó dividido pelo número total de circuitos. Já o valor de ANU é a quantidade total de eventos que resultaram em instabilidade nos circuitos deste nó dividido pelo número de circuitos conectados a esta barra.

De acordo com as expressões (9) e (10), pode-se então definir os índices médios de estabilidade (AS e ANU) para a subestação Tiziu, que são  $AS_{\text{Tiziu}} = (5 \text{ x} AS_{150} + 3 \text{ x} AS_{151}) / 8$  e  $ANU_{\text{Tiziu}} = (5 \text{ x} ANU_{150} + 3 \text{ x} ANU_{151}) / 8$ , com  $AS_{150}$  e  $ANU_{150}$ ; e  $AS_{151}$  e  $ANU_{151}$  os índices médios de estabilidade dos nós 150 e 151, respectivamente.

A partir desta avaliação, identificam-se quais eventos levam o sistema à instabilidade, elaborando ações de controle, como rejeição/corte de geração, para estas condições operativas via EPS como meio de manter a integridade da rede, tornando a operação mais segura.

#### 3.3 Algoritmo

Os conceitos apresentados previamente são combinados em um algoritmo para avaliar os índices AS e ANU propostos. Os principais passos do algoritmo são descritos a seguir:



Figura 1. Representação de uma subestação (SE) do sistema BB

- Ler o arquivo de rede e condições operativas, identificando as subestações através de um algoritmo de topologia;
- Selecionar uma das subestações monitoradas e simular todas as perturbações, aplicando curtoscircuitos trifásicos a terra e monofásicos, seguidos pela eliminação da falta e desconexão do associado ramo que afeta todas as linhas conectadas ao nó e calcule os respectivos índices I<sub>p</sub> (6) e I<sub>n</sub> (7) para cada tipo de perturbação;
- Repetir o passo 2) para todas as subestações monitoradas;
- Calcular o valor AS para cada barra compensando e dimensionando I<sub>p</sub> e I<sub>n</sub> para que o AS esteja dentro da faixa de [0, 1] para cada tipo de falta;
- 5) Calcular e armazenar os valores AS (9) e ANU (10) para cada subestação. Primeiramente, índices ANU são usados para classificar as subestações na lista. Em seguida, as subestações com os mesmos índices ANU são classificados baseados em seus valores AS;
- 6) Especificar EPS para aquelas instalações que resultaram em instabilidade angular, i.e., Índice ANU maior que zero, identificando quais foram os eventos críticos e a partir deste, elaborar ações automáticas para preservar a estabilidade.

# 4 Aplicações

Os resultados com um sistema teste são apresentados e discutidos para demonstrar a aplicação do método de classificação dinâmica de subestações, identificando a necessidade de EPS e elaborar ações de controle para manter a integridade da rede para as condições preestabelecidas.

#### 4.1 Sistema Teste Brazilian Birds

A Figura 2 mostra o diagrama unifilar da rede *Brazilian Birds* (BB) com destaque para suas subestações cujos parâmetros da rede elétrica e dados dinâmicos das máquinas estão descritos em (Brazilian Birds Test System Data for Ranking Critical Nodes, 2015). O sistema é composto de duas áreas em 230 kV interconectadas por linhas de transmissão em 440 kV. Geradores e transformadores são mostrados através de equivalentes no diagrama. A carga total é de 1200 MW.



Figura 2. Sistema teste Brazilian Birds

Tabela 1. Casos Analisados - Potência Despachada [MW]

Nome (Número do Nó)	Despacho de Geração [MW]
UHE Canário (10)	5×56,39
UTE Sabiá (11)	4×25,0
UHE Tucano (20)	5×80,0
UHE Gavião (21)	4×125,0

A fim de classificar as subestações, o despacho de geração levado em consideração é mostrado na Tabela 1, com a Área 2 na condição de exportadora para a Área 1. A usina hidrelétrica de Canário é a barra *swing* e, portanto, seu valor despachado é obtido via algoritmo de fluxo de potência AC, e para as outras usinas os despachos são valores indicados na tabela.

Os eventos consistem de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos (admitância associada de 10.000 pu), e tempo de exposição à falta de 100 milissegundos com a desconexão do ramo associado. EPS são usados para manter a frequência do sistema dentro dos limites operacionais, utilizando relés localizados em subestações distribuidoras que cortam alimentadores por nível (corte por frequência absoluta) quando o sistema está operando com frequência abaixo do nominal.

O corte de carga é geralmente realizado em diversos blocos discretos (estágios), a fim de evitar um corte excessivo da carga e permitir que a frequência se recupere antes do próximo estágio de corte. Neste estudo, os estágios são baseados na filosofia de frequência absoluta, com 5 estágios para cada uma das áreas do sistema. Os ajustes dos estágios, tempo de atuação e seus respectivos montantes de corte de carga são mostrados na Tabela 2. Já para o problema da sobrefrequência, um esquema de corte de geração em dois estágios na Barra 21 (Gavião) é usado para manter a frequência da rede. O ajuste desta proteção é mostrado na Tabela 3.

Tabela 2. Esquemas de Proteção por Subfrequência

Estágio	Frequência Absoluta [Hz]	Tempo Atuação [s]	Montante de Corte de Carga [%]
1	58,5	0,350	17
2	58,2	0,350	17
3	57,9	0,350	7
4	57,6	0,350	7
5	57,3	0,350	7

Tabela 3. Esquemas de Proteção por Sobrefrequência

Estágio	Frequência [Hz]	Tempo Atuação [s]	Nº Unidades Geradoras	
1	61	0,350	1	
2	62	0,350	1	

## 4.2 Classificação Dinâmica

Tabela 4 apresenta os índices de estabilidade transitória ANU e AS das subestações, considerando a análise transitória da rede BB com as proteções de sub e sobrefrequência. As colunas apresentam os índices médios de estabilidade (Índice AS) e o número médio de eventos instáveis (Índice ANU) calculados para cada subestação da rede baseando-se em eventos monofásicos e trifásicos. A fim de reduzir o tamanho das tabelas, apenas as dez primeiras subestações são mostradas.

Note que há vários eventos que resultaram em instabilidade angular, que pode ser observada pela coluna "Índice ANU" para os dois tipos de perturbação, isto é, curtos-circuitos monofásicos e trifásicos nas subestações Arara, Pelicano, Curió e Chopim. Logo, verifica-se a necessidade de implementar ações de controle provenientes de EPS nestas instalações.

As perturbações monofásicas e trifásicas que levam a instabilidade da rede estão listadas na Tabela 5

Falta Monofásica			Falta Trifásica		
Subestação	Índice ANU	Índice AS	Subestação	Índice ANU	Índice AS
Arara	0,5000	0,5100	Arara	0,5000	0,5322
Pelicano	0,5000	0,4718	Pelicano	0,5000	0,4965
Curió	0,3158	0,2144	Curió	0,3158	0,2002
Chopim	0,2500	0,1525	Chopim	0,2500	0,1704
Gavião	0	0,0841	Gavião	0	0,2077
Canário	0	0,0797	Tucano	0	0,1594
Tucano	0	0,0687	Canário	0	0,1156
Urubu	0	0,0514	Urubu	0	0,0890
Garça	0	0,0235	Garça	0	0,0572
Tiziu	0	0,0154	Cardeal	0	0,0348

Tabela 4. Análise Dinâmica do Sistema BB

Tabela 5. Contingências Críticas da rede BB

SE	Falta no Nó	Saída do Circuito	SE	Falta no Nó	Saída do Circuito	
Curió	132	131-132#1		221	221-222#1	
	131	121 221#1	Arara Pelicano	222		
Arara	221	131-221#1		222	222 1220#1	
Curió	132	132-1130#1		1220	222-1220#1	
	1130			220	220-1220#1	
	130	130-1130#1		1220		
	1130			231	221 1220#1	
Chopim	190	100 221//1		1230	251-1250#1	
Pelicano	231	190-231#1		230	220 1220#1	
-	_	_		1230	230-1230#1	

e são, neste caso, exatamente as mesmas. Observe que elas estão localizadas na região entre as duas linhas de interconexão de 440 kV e relacionadas às subestações classificadas no topo da lista da Tabela 4. Logo, os esquemas implementados devem ser capazes de identificar o estado operativo da rede e tomar decisões a fim de manter a estabilidade do sistema para estas contingências.

As figuras 3 e 5 confirmam a perda de sincronismo, mostrando as trajetórias angulares entre as máquinas do sistema BB para duas das contingências citadas na Tabela 5. A Figura 3 apresenta as oscilações para uma falta monofásica na Barra 221 com tempo de exposição de 100 milissegundos e saída do ramo 221-222#1 e a Figura 5 para a falta trifásica na Barra 131 e eliminação em 100 milissegundos com remoção do ramo 131-221#1. Nestes eventos, a simulação foi encerrada após alguns milissegundos da eliminação da falta (detecção de instabilidade).

Uma vez identificados os eventos, ações corretivas como rejeição/corte de geração e/ou de ilhamento são testados para estas condições operativas. Nestes EPS, apenas o esquema de corte de geração foi bastante eficiente no controle destes eventos, uma vez que as contingências estão eletricamente próximas às unidades geradoras com maiores despachos, em Tucano e Gavião.

Todas as medições, lógicas e atuações devem estar num único arquivo para que o *software* utilizado (Jardim, 2017), juntamente com os arquivos de dados da rede e dinâmicos das máquinas, use automaticamente nas simulações no domínio do tempo.

A Tabela 6 apresenta a classificação de subestações baseada no desempenho dinâmico considerando os mesmos eventos e agora com atuação dos EPS

Tabela 6. Análise Dinâmica do Sistema BB com EPS

Falta Monofásica		Falta Trifásica			
Subestação	Índice ANU	Índice AS	Subestação	Índice ANU	Índice AS
Arara	0	0,1367	Arara	0	0,2564
Pelicano	0	0,1247	Pelicano	0	0,2188
Gavião	0	0,0841	Gavião	0	0,2077
Canário	0	0,0797	Tucano	0	0,1594
Tucano	0	0,0687	Canário	0	0,1156
Curió	0	0,0588	Urubu	0	0,0890
Urubu	0	0,0514	Curió	0	0,0701
Chopim	0	0,0421	Chopim	0	0,0668
Garça	0	0,0235	Garça	0	0,0572
Tiziu	0	0,0154	Cardeal	0	0,0348

para as contingências que levam a problemas de instabilidade. Note que não há eventos de instabilidade angular em nenhuma das simulações realizadas, uma vez que as colunas "Índice ANU" da tabela estão todas preenchidas com zeros. Há também uma significativa redução do índice AS em relação à Tabela 4, principalmente para as subestações que estavam no topo da lista, ou seja, Arara, Pelicano, Curió e Chopim.

Nesta lista, as subestações são classificadas observando apenas os valores dos índices AS com potencial de causar instabilidade ao sistema. Portanto, os EPS contribuíram de forma decisiva para a manutenção de níveis satisfatórios de segurança de desempenho do sistema de suprimento de energia elétrica. As curvas das figuras 4 e 6 mostram as trajetórias angulares das máquinas para as mesmas perturbações das figuras 3 e 5, respectivamente, e revelam com clareza que os esquemas são muito eficientes na manutenção da estabilidade da rede BB.

As ações de controle dos EPS para manter a estabilidade para o mesmo evento da Figura 3 consistem do corte de geração de duas unidades geradoras (UG's) em Tucano e outras três UG's em Gavião em 200 milissegundos após a eliminação da perturbação. Com isso, as oscilações angulares das máquinas foram amortecidas conforme ilustrado na Figura 4.

Ainda, considerando o mesmo evento da Figura 5, um esquema de corte de geração de uma UG em Tucano e duas UG's em Gavião atuará em 200 milissegundos após a eliminação da falta e a estabilidade do sistema é alcançada ao final da simulação como mostra a Figura 6.

## 5 Conclusões

Este artigo apresentou uma nova abordagem para avaliar subestações em sistemas elétricos de potência, do ponto de vista dinâmico. O método proposto é capaz de fornecer a criticidade das subestações, pelo qual os planejadores do sistema podem facilmente identificar aquelas instalações com necessidades mais urgentes de investimento.

Esquemas de proteção de sistemas (EPS) são elaborados para preservar a estabilidade sob eventos monofásicos e trifásicos a terra identificados na avaliação dinâmica das subestações. Os EPS são uma solução viável técnica e economicamente sem a necessidade de expandir o sistema, tornando a operação mais



Figura 3. Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta monofásica na Barra 221 e saída do ramo 221-222#1



Figura 4. Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta monofásica na Barra 221 e saída do ramo 221-222#1 com EPS

"segura". Os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta em aplicações em redes elétricas reais. Ademais, o estabelecimento de padrões aceitáveis para os níveis de criticidade dinâmico estão abertos à discussão entre os planejadores e operadores, baseados em suas próprias experiências e em procedimentos de rede.

# **Referências Bibliográficas**

- Almeida, P.C. (2002). Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ.
- Arentz, D.S., Schilling, M.Th., Do Coutto Filho, M.B., e Souza, J.C.S. (2002). Nodal reliability. 14<sup>th</sup> Int. Power Syst. Comput. Conf. - PSCC, Sevilla, Espanha.
- Billinton, R. and Allan, R.N. (1996). Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd ed. New York: Plenum.
- Brazilian Birds Test System Data for Ranking Critical Nodes (2015). Disponível em: https://sites.google. com/site/powersystemdata/brazilian-data.
- Fontoura, R.N., Schilling, M.Th., Mello, J.C.O., e Pereira, J.L.R. (1995). Topological reduction considering uncertainties. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 739-744.
- Groetaers dos Santos, M. (2009). Segurança de sistemas de potência em regime transitório considerando incertezas. Tese de Doutorado, IC/UFF, Niterói, RJ.
- Leite da Silva, A.M., Jardim, J.L., Lima, L.R., e Machado Jr., Z.S. (2015). A method for ranking critical nodes in power networks including load uncertainties. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 31, No. 2, pp. 1341-1349.



Figura 5. Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 131 e saída do ramo 131-221#1



Figura 6. Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 131 e saída do ramo 131-221#1 com EPS

- Lima, L.R., Leite da Silva, A.M., Jardim, J.L. e Machado Jr., Z.S. (2016). Avaliação da criticidade estática e dinâmica de subestações em sistemas elétricos de potência. XXI CBA, Vitória, ES.
- Jardim, J.L. (2017). Programa ORGANON Manual de Utilização, HPPA.
- Pai, M.A. (1989). Energy Function Analysis for Power System Stability. Norwell, Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers.
- Pavella, M., Ernst, D., e Ruiz-Vega, D. (2000). Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control. Norwell, Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers.
- Rei, A.M., Leite da Silva, A.M., Jardim, J.L., e Mello, J.C.O. (2000). Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 189-195.
- Robinson, D.G. (2005). Reliability analysis of bulk power systems using swarm intelligence. Proc. Annu. Reliability and Maintainability Symp., pp. 96-102.
- Silva Neto, C.A., Schilling, M.Th., Souza, J.C.S., e Groetaers dos Santos, M. (2012). Melhoria da segurança dinâmica baseada em análise estocástica e metaheurística. Controle & Automação, vol. 23, no. 2, pp. 216-230.
- Torres, A. e Anders, G.J. (2011). Strategic lines and substations in an electric power network (Chapter 5). In: Vaccaro, A. and Anders, G.J. (Eds). Innovations in Power Systems Reliability, London: Springer Pubs.
- Violin, A., Leite da Silva, A.M., Ferreira, C. e Machado Jr., Z.S. (2012). Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos impactos das falhas de equipamentos no sistema elétrico. XIX CBA, Campina Grande, PB.