



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GAT/19
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – IV

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

**AValiação DA CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES BASEADA NOS DESEMPENHOS
ESTÁTICO E DINÂMICO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Airton Violin(*)
UNIFEI

Armando M. Leite da Silva
UNIFEI

Cláudio Ferreira
UNIFEI

Zulmar S. Machado Jr
UNIFEI

RESUMO

Os métodos clássicos que avaliam a confiabilidade de subestações separadamente do sistema elétrico não são suficientes, na maioria dos casos reais, para uma boa percepção de seu desempenho no sistema elétrico. Este artigo apresenta uma nova metodologia que leva em conta os estados operativos da subestação, as probabilidades associadas e as consequências no comportamento estático e dinâmico do sistema. São obtidos dois indicadores de que definem a confiabilidade que uma subestação oferece ao sistema. Um exemplo de aplicação em um sistema teste é apresentado e uma classificação (*ranking*) de desempenho de subestações é discutida.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade de subestações, Estudos em configurações de barras, Confiabilidade de sistemas de potência, Indicadores sistêmicos, Segurança operativa do sistema.

1.0 - INTRODUÇÃO

No Sistema Interligado Nacional (SIN) existem atualmente mais de quatrocentos pátios de manobras em extra-alta tensão em operação. Corriqueiramente, ocorrem falhas em subestações e desligamentos de cargas, sendo que, às vezes, estas falhas geram eventos em cascatas que oferecem riscos a segurança operativa do sistema. A alteração brusca da topologia da rede devido aos desligamentos simultâneos em subestações, normalmente, não é avaliada em estudos tradicionais de sistemas, tais como fluxo de potência e estabilidade. O “nó” que representa a subestação no sistema elétrico é tido como robusto e totalmente confiável.

Ao tema “confiabilidade em subestações” tem sido dada pouca atenção. Somente ao ocorrer um *blackout* é que se faz alguma discussão sobre o assunto, que logo se encerra, para voltar a ser discutido após o próximo *blackout*. A definição de requisitos mínimos por parte do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) no Módulo 2 (submódulo 2.3) dos procedimentos de rede, praticamente padroniza as configurações de barras das novas subestações da rede básica e cria uma sensação de segurança, que pode ser aparente e, às vezes, pode ser ineficaz do ponto de vista técnico-econômico.

Uma análise na literatura internacional dos últimos vinte anos mostra iniciativas no sentido de aprimorar a metodologia para avaliação de subestações de maior porte, inseridas em sistemas malhados. Porém, há poucas publicações tratando especificamente deste tema, como aqui proposto [1]-[3]. O método tradicional baseado no critério de “perda total de continuidade” [4] é aplicável em subestações de pequeno porte (e.g., 4 ou 5 terminais) inseridas em sistemas radiais. Em subestações de maior porte, este critério é insuficiente, além do que a segurança operativa do sistema passa a ser nesta situação um aspecto relevante que não deve ser deixado de lado.

O objetivo deste artigo é propor uma nova metodologia para que a confiabilidade de subestações em sistemas malhados possa ser avaliada de forma mais realista. A Seção 2 descreve sucintamente a metodologia, a Seção 3 descreve uma aplicação em um sistema teste e, finalmente, a Seção 4 apresenta as conclusões.

(*) Instituto de Sistemas Elétricos e Energia - Universidade Federal de Itajubá, Caixa Postal 50,
37500-903 - Itajubá, MG, Brasil
Tel: (+55 35) 3629-1254 – Fax: (+55 35) 3629-1365 – Email: airtonviolin@gmail.com

2.0 - METODOLOGIA

O conceito de confiabilidade adotado é aquele utilizado pelo NERC (*North American Electric Reliability Corporation* – www.nerc.com) que considera dois aspectos complementares:

- Segurança, caracterizada pela capacidade do sistema elétrico em resistir aos distúrbios súbitos;
- Adequação, caracterizada pela capacidade do sistema elétrico em oferecer redundância razoável no atendimento às cargas.

Esta avaliação tem como base a obtenção dos estados de falhas da subestação e suas respectivas probabilidades e a quantificação das consequências destas falhas no comportamento dinâmico e estático do sistema. Assim, são obtidos dois indicadores, um relativo à segurança oferecida pela subestação ao sistema (robustez do nó frente às necessidades do sistema) e outro relativo à adequação na redundância da subestação (previsibilidade e racionalidade no atendimento às cargas conectadas).

É importante destacar que a metodologia proposta é aplicável para a fase de planejamento, ou em estudos de reforços em subestações existentes, quando se avalia a confiabilidade da subestação ao longo do tempo. Isto decorre do fato de os modelos dos componentes serem válidos para taxas de falhas constantes (invariáveis no tempo) e também pelo fato das simulações estáticas e dinâmicas serem realizadas com as simplificações típicas da fase de planejamento.

A seguir são descritos, de forma sucinta, as etapas básicas da metodologia.

2.1 Simulações de Falhas na Subestação

A obtenção das probabilidades dos estados de falhas de interesse da subestação se dá através de método analítico, utilizando-se a técnica de espaço de estados [5]. Estas probabilidades são obtidas para duas situações: nas configurações de pós-falhas, devido à ocorrência de falhas ativas, onde pode existir grande perda simultânea de circuitos por atuação do sistema de proteção, e nas configurações de pós-manobras, quando o componente já foi isolado para reparos.

Os componentes do pátio de manobras e os elementos de transmissão a ele conectados são representados por modelos de Markov para componentes reparáveis [6], como este para três estados indicado na Figura 1. As taxas de transição são constantes no tempo e seus estados discretos no espaço e contínuos no tempo. Neste modelo, o componente está operando no estado 1 (probabilidade p_1), sofre uma falha ativa com taxa λ (falhas/ano) e transita para o estado 2 (probabilidade p_2). Em seguida, após um breve período de tempo é isolado para reparos no estado 3 (probabilidade p_3) com taxa μ_s (manobras/ano). Após um determinado tempo retorna para o estado 1, com taxa μ (reparos/ano).

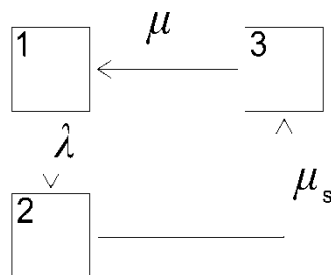


FIGURA 1 – Modelo para componentes a três estados

Um quarto estado pode ser incluído neste modelo para representar a manutenção programada e no caso do disjuntor, um quinto estado pode ser incluído para representar a situação em que o disjuntor falha na abertura (5).

Como se faz usualmente, os seguintes modos de falhas são considerados:

- Contingências simples (falhas e manutenções programadas);
- Ocorrências de disjuntor com polo preso para falhas em elementos da transmissão;
- Contingências duplas (as mais críticas).

As seguintes restrições foram adotadas para a obtenção dos estados de falha da subestação:

- Desconsiderado as contingências duplas envolvendo duas falhas ativas;
- Componentes operando normalmente abertos não estão sujeitos a falhas;
- Nenhum componente é colocado em manutenção se houver outro em estado de reparo na subestação.

É importante esclarecer que durante o processo de obtenção das probabilidades dos estados da subestação, os modos de falhas e as restrições adotadas reduzem o espaço de estados de interesse, sem perda de precisão de grande monta. Nesta condição, é viabilizada a técnica de espaço de estado em estudos de confiabilidade de subestações.

2.2 Simulações Dinâmicas

Para os estados de falhas, na condição de pós-falha (onde ocorre a alteração abrupta da topologia da rede devido à saída múltipla de circuitos), são realizadas simulações dinâmicas com um programa de transitório eletromecânico como, por exemplo, o ANATEM [7]. O objetivo é verificar o comportamento do sistema na fase transitória do processo, avaliando a estabilidade angular do rotor. Um estado de falha da subestação é considerado seguro para o sistema se ele sobreviver na fase transitória, isto é, se conseguir manter o sincronismo entre as suas máquinas com o objetivo de alcançar um novo ponto de operação após esta fase do distúrbio, considerando-se a aplicação de um curto-circuito monofásico (no interior e imediações da subestação) e a remoção do defeito e dos circuitos no tempo requerido pelo sistema de proteção.

O critério adotado para definir se o sistema é seguro (estável frente à ocorrência da falha) tem como base o risco de perda de sincronismo das máquinas do sistema: (i) o ângulo delta das máquinas, em relação ao centro de inércia do sistema, não deve ultrapassar 360 graus (limite do ANATEM para indicar perda de sincronismo); (ii) a frequência das máquinas não deve sofrer variações acima de 5% em relação à frequência nominal do sistema e (iii) a resposta do sistema deve ser amortecida. A ultrapassagem de um destes limites classifica o evento de falha como “sistema potencialmente inseguro” (SPI). As simulações são realizadas sem considerar a atuação de esquemas especiais de proteção, esquemas de controle de segurança ou mesmo esquemas regionais de alívio de carga. Em estudos de definição ou de evolução de configuração de barra de subestações deve haver certo grau de conservadorismo de modo que a subestação possa servir ao sistema com certa robustez.

2.3 Simulações Estáticas

Para os estados de falhas, na condição de pós-falha (onde ocorre a alteração abrupta da topologia da rede devido à saída múltipla de circuitos) e de pós-manobras (onde o componente se encontra isolado para reparos), são realizadas simulações estáticas com um programa de fluxo de potência ótimo como, por exemplo, o FLUPOT [8]. As simulações de fluxos de potência no sistema, considerando as ocorrências de falhas na subestação, avaliam os montantes de cortes de carga que podem ocorrer no sistema. O programa utiliza a formulação AC e possui os recursos necessários para a obtenção dos cortes de carga.

Dos recursos de controles disponíveis no programa, são utilizados os limites de geração de potência reativa e os limites de tensão nas barras PV. Não são considerados redespachos de potência ativa no sistema. Este recurso deve ser deixado para a fase de estudos operacionais quando, às vezes, se lida com situações e eventos não previstos ou avaliados nesta etapa de estudo da subestação. As restrições são os limites de fluxos nos ramos em condições de emergências. Não foram considerados prioridades em cortes de carga, de forma a se realizar o menor corte de carga possível.

É importante destacar que o programa, ao obter os montantes de cortes de carga, o faz considerando as restrições de fluxos nos ramos do sistema e os limites de tensão em suas barras. Em determinados eventos de falhas podem ocorrer cortes por perdas de conexão na subestação (formação de ilhas), e estas devem ser também contabilizadas no total de cortes.

Também, ressalta-se que não há limites de fluxos para os ramos internos da subestação. Esta premissa é válida uma vez que, no caso mais geral, os equipamentos do pátio de manobras possuem valores de correntes nominais elevados. Além disso, as conexões de elementos do sistema são distribuídas ao longo do pátio à medida que o sistema se expande, minimizando os riscos de sobrecargas localizadas.

2.4 Indicadores de Confiabilidade

Os indicadores de confiabilidade da subestação são obtidos com base nas equações abaixo.

A equação (1) é o indicador clássico EENS (*Expected Energy Not Supplied*) de avaliação estática, em MWh/ano. Ele espelha o grau de adequação que a subestação oferece ao sistema. Um valor elevado deste indicador pode justificar investimentos para equilibrar a relação custo/benefício econômico. Nesta equação, $p(i)$ é a probabilidade do estado i , nas condições de pós-falha e pós-manobras, com corte de carga, $cc(i)$ é o montante de corte de carga no sistema, no estado i em MW e ψ é o subconjunto de todos os estados de falhas com cortes de cargas.

$$EENS = 8760 \sum_{i \in \psi} p(i)cc(i) \quad (1)$$

Um novo indicador para a avaliação do desempenho dinâmico (i.e., estabilidade transitória) é apresentado através da equação (2) e denominado LOSP (*Loss of Stability Probability*). Ele espelha o grau de segurança que a subestação oferece ao sistema em relação à perda de estabilidade na fase transitória, devido às ocorrências de falhas na subestação. Nesta equação, $p(j)$ é a probabilidade do estado j , na condição de pós-falha, classificado como potencialmente inseguro e ϕ é o subconjunto de todos os estados de falhas potencialmente inseguros para o sistema.

$$\text{LOSP} = \sum_{j \in \phi} p(j) \quad (2)$$

3.0 - APLICAÇÃO

Para demonstrar a aplicação da metodologia, é apresentado um sistema teste do qual foi escolhida uma subestação para exemplificar o procedimento de obtenção dos indicadores.

3.1 Sistema Teste

A Figura 2 apresenta o diagrama unifilar do sistema Brazilian Birds de trinta barras, cujos dados se encontram em [9]. O sistema é composto de dois anéis em 230 kV interligados por linhas em 440 kV, sendo que os fluxos nestas linhas fluem no sentido da direita para a esquerda, auxiliando as usinas de Canário e Sabiá no atendimento ao seu anel. Tanto máquinas quanto transformadores são mostrados como equivalentes no diagrama.

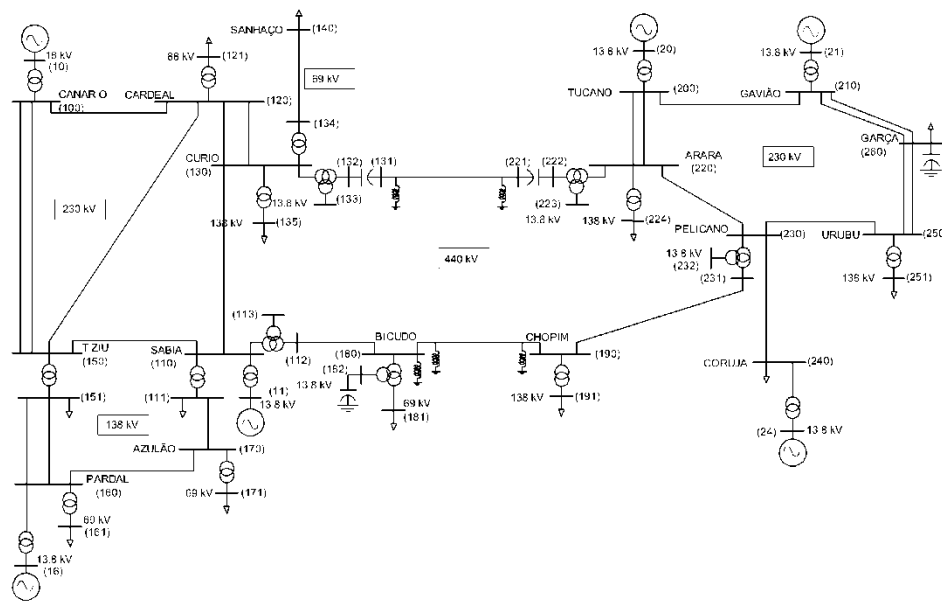


FIGURA 2 – Sistema Teste Brazilian Birds – 30 barras

A Tabela 1 apresenta o despacho, para a condição de carga pesada, previamente ajustado como caso base. Basicamente o sistema atende aos 1200 MW de cargas distribuídas e 59 MW de perdas, sendo que a UHE Tucano é a barra de referência e concentra a reserva girante do sistema, que é de cerca de 15% do total gerado.

Tabela 1 – Despachos das usinas para o caso base

Despacho [MW]	UHE Canário (Barra 10)	UTE Sabiá (Barra 11)	UHE Tucano [†] (Barra 20)	UHE Gavião (Barra 21)	PCH Pardal (Barra 16)	PCH Coruja (Barra 24)
Nominal	5×93,7	4×70,7	5×109,6	4×151,5	1×8,0	1×8,0
C. Pesada	4×75,0	3×70,0	5×68,6	3×130,0	1×8,0	1×8,0

[†] Referência do sistema

3.2 Exemplo para uma Subestação

A seguir é exemplificado a obtenção dos indicadores de confiabilidade para uma subestação do sistema teste.

3.2.1 Subestação de Pelicano 230 kV

A subestação escolhida para a análise é a de Pelicano 230 kV (barra 230 do sistema), mostrada na Figura 3. A sua configuração é do tipo *barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves*, conectando cinco terminais. Na configuração normal de operação, os terminais T_1 , T_2 e T_5 se encontram conectados na barra B1 e os terminais T_3 e T_4 conectados na barra B2. Tanto as chaves de *bypass* quanto uma chave seletora de barra de cada bay operam normalmente abertas.

É importante destacar também que o sistema teve seu caso base ajustado para atender o critério N-1, isto é, a perda de um elemento do sistema, conectado à subestação, não provoca violações em seus limites operacionais. As simulações dinâmicas foram realizadas com o programa ANATEM, com representação de máquinas, reguladores de tensão e velocidade usuais. A simulação implica na aplicação de um curto-circuito monofásico na subestação e posterior remoção do defeito juntamente com os circuitos que são desconectados, devido a ação do sistema de proteção. O tempo total de simulação foi de 20 segundos, o tempo de atuação da proteção primária foi de 150 milésimos de segundo e da proteção de retaguarda (para simular falha na abertura de disjuntores) de 500 milésimos de segundo.

As simulações estáticas foram realizadas com o programa FLUPOT, a partir da base de dados do programa de fluxo de potência. Os controles habilitados foram VGEN e QGEN, limites de geração de potência reativa e limites de tensão nas barras PV respectivamente. Não se considera redespacho de potência ativa e os limites dos circuitos do sistema são os de emergência.

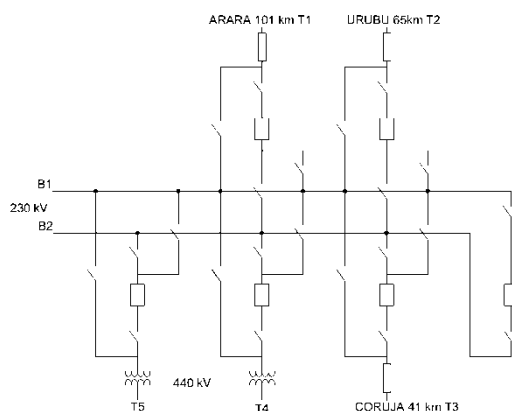


FIGURA 3 – Configuração da SE Pelicano 230 kV

Com relação aos dados estocásticos, foram utilizados dados típicos internacionais [10], apresentados na Tabela 2, onde são definidas as taxas de falhas, em falhas por ano (λ_a são falhas ativas e λ_p falhas passivas), os tempos médios de manobras (t_s e t_e) e os tempos médios de reparos dos componentes (t_r), em horas (inverso das taxas de reparos/manobras). Informações sobre manutenção programada (frequências λ_m e durações t_m) também foram incluídas. Para a probabilidade de disjuntor preso p_{pp} (falha na abertura) foi também considerado um valor típico. As chaves e as linhas foram representadas por modelos de três estados, os transformadores e barramentos com quatro estados e os disjuntores por modelos de cinco estados.

Tabela 2 – Dados típicos de confiabilidade

Componente	λ_a [f/a]	λ_p [f/a]	t_s [h]	t_e [h]	p_{pp}	t_r [h]	λ_m [v/a]	t_m [h]
Disjuntor	0,0516	0,0106	1,0	1,0	0,0005	15,04	0,2	8,0
Chave	0,0059	-	2,0	-	-	24,96	-	-
Barra	0,0054	-	2,0	-	-	19,99	0,2	4,0
Linha/100 km	0,3061	-	0,5	-	-	10,91	-	-
Transformador	0,0584	-	0,5	-	-	39,75	0,2	8,0

3.2.2 Resultados das simulações

Nesta subseção são apresentados os resultados das simulações realizadas, bem como a composição para a obtenção dos indicadores de confiabilidade. Os casos simulados para a SE Pelicano 230 kV são listados na Tabela 3. Cada caso representa um conjunto de eventos que levam a subestação ao mesmo status de terminais desconectados a partir de sua configuração normal de operação. As probabilidades dos estados de falha de interesse da subestação foram obtidas com um programa protótipo, desenvolvido para este fim. Na segunda coluna da tabela, F significa falha simples, F + Dp significa falha e disjuntor preso, R/F + M/F são as contingências duplas onde o 1º evento é reparo ou manutenção programada e 2º evento é falha ativa, e R/R + M/R é a situação em que o 1º evento é reparo ou manutenção programada e 2º evento é reparo.

É importante observar que os eventos que caracterizam as falhas na subestação são diferentes, embora os efeitos em alguns deles sejam iguais. Por exemplo, o Caso 3 representa as contingências simples que ocorrem na subestação e que desconectam todos os seus terminais, provocando a perda completa do nó do sistema. Nos casos 6 e 8 são perdidos os mesmos terminais, mas os eventos são diferentes com diferentes probabilidades de ocorrência.

Tabela 3 – Estados de falha da SE e simulações no sistema

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas [†]	Simulações Estáticas (MW) [‡]
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₅	$2,305578 \times 10^{-5}$	1	38,41
2	F	T ₃ -T ₄	$1,618672 \times 10^{-5}$	0	82,00
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	$5,590594 \times 10^{-6}$	1	82,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₅	$1,547367 \times 10^{-8}$	1	38,41
5	F+Dp	T ₃ -T ₄	$5,022936 \times 10^{-9}$	0	82,00
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	$1,714807 \times 10^{-6}$	1	82,00
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	$2,572311 \times 10^{-8}$	1	38,41
8	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	$1,584132 \times 10^{-6}$	-	82,00

[†] “1” para sistema potencialmente instável e “0” para sistema estável em estados de pós-falha

[‡] Cortes de cargas no sistema nos estados de pós-falha e de pós-manobras

O Caso 1, por exemplo, representa todas as contingências simples que provocam a perda simultânea dos terminais T₁, T₂ e T₅, isto é: a saída da barra B1 da SE, com probabilidade de ocorrência de $2,305578 \times 10^{-5}$. A simulação dinâmica realizada classificou o sistema como potencialmente inseguro (SPI = 1), pois há perda de sincronismo de máquinas do sistema. A simulação estática realizada apurou um montante de corte de carga no sistema de 38,41 MW decorrente deste evento na subestação.

O Caso 5, por exemplo, representa as contingências que ocorrem nos elementos de transmissão associados às falhas na abertura de disjuntor (disjuntor da proteção primária com polo preso) e provocam a saída da barra B2 devido à ação da proteção de retaguarda. A simulação dinâmica realizada classificou o sistema como seguro (SPI = 0) e a simulação estática apurou um montante de corte de carga no sistema de 82 MW.

As contingências duplas foram limitadas às mais críticas e de probabilidades de ordem de grandeza de cem até mil vezes menores do que aquelas devido as contingência simples. É possível incluir estados de falhas com menores probabilidades, mas o impacto nos indicadores é pequeno, não justificando, na maioria das vezes, simulações estáticas e dinâmicas adicionais. É importante ressaltar que em configurações de barra com conectividade distribuída, como, por exemplo, no caso da configuração em *barra dupla com disjuntor e meio*, o número de estados em contingências duplas já é elevado com estas limitações impostas.

A título de ilustração são apresentados a seguir resultados das simulações dinâmicas para dois casos comentados acima. A Figura 6 mostra que o ângulo delta entre as máquinas da UHE Canário e o centro de inércia do sistema – CIS realiza uma excursão irreversível, indicando a perda de sincronismo destas máquinas em relação ao resto do sistema para o Caso 1. O sistema, nestas condições, é classificado como “potencialmente inseguro”. A simulação foi realizada para 20 segundos, com tempo de atuação da proteção primária de 150 milésimos de segundo.

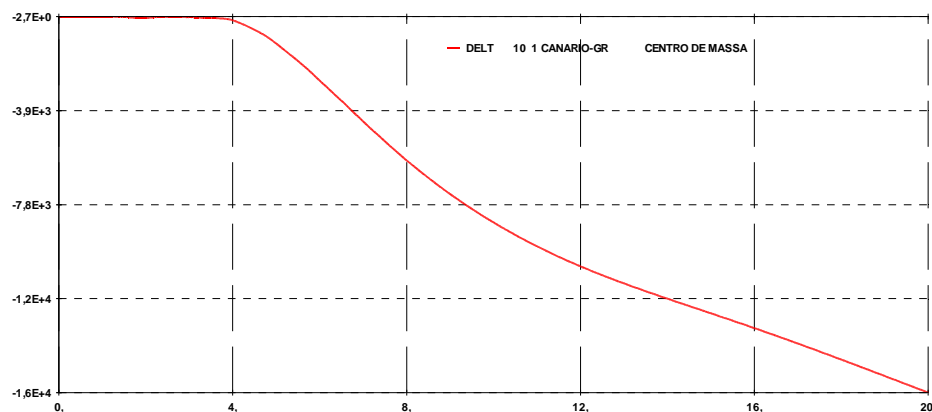


Figura 6 – Ângulo delta entre as máquinas de Canário e o CIS para o Caso 1.

A Figura 7 mostra que o ângulo delta entre as máquinas da UHE Canário e o centro de inércia do sistema – CIS realiza uma pequena excursão que é rapidamente amortecida, definindo um novo ponto de operação para elas, indicando que o sistema é estável e sobrevive à falha ocorrida na subestação para o Caso 5. A simulação foi realizada para 20 segundos, com tempo de atuação da proteção de retaguarda de 500 milésimos de segundo.

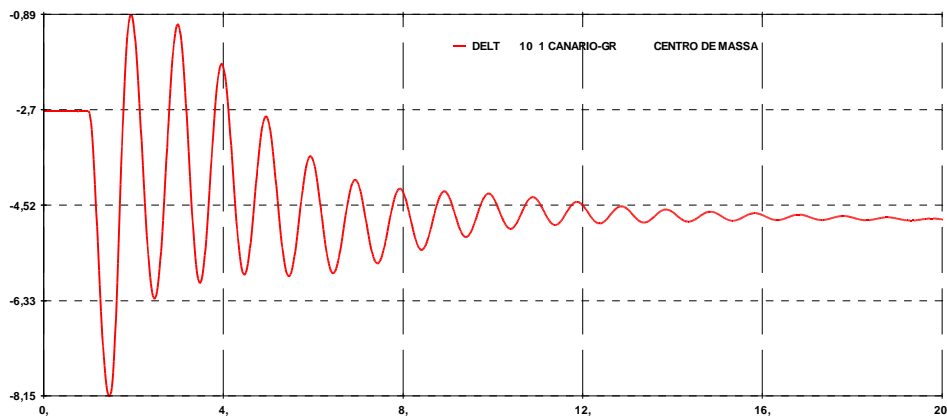


Figura 7 – Ângulo delta entre as máquinas de Canário e o CIS para o Caso 5.

3.2.3 Indicadores de confiabilidade

Com base na metodologia descrita no item 2.0, são obtidos os seguintes indicadores de confiabilidade: $LOSP = 3,04 \times 10^{-5}$ e $EENS = 25,79$ MWh/ano. Tais valores permitem quantificar o grau de confiabilidade que uma subestação oferece ao sistema elétrico. O indicador de risco $LOSP$ é uma probabilidade e indica se o sistema corre algum risco de perda de sincronismo, que pode iniciar um processo em cascata e culminar em um *blackout* regional ou até de grandes proporções. Já, o $EENS$ indica o grau de expectativa de cortes de cargas, em regime permanente, a que o sistema está submetido, afetando diretamente a qualidade no atendimento às cargas. Ele permite racionalizar investimentos na subestação, equilibrando a relação custo/benefício ao longo do tempo.

Em resumo, a confiabilidade da subestação é medida por um indicador relacionado à grandes desligamentos de menor frequência e de características marcadamente sistêmicas e por outro indicador que está relacionados à desligamentos mais frequentes, porém de menores proporções, mas que acumulados no tempo podem ser inconvenientes.

3.3 Indicadores para as Subestações do Sistema Brazilian Birds

Utilizando os mesmos procedimentos descritos para a subestação de Pelicano 230 kV, foram obtidos os indicadores de confiabilidade para mais nove subestações do sistema teste Brazilian Birds, totalizando dez subestações avaliadas. Tanto o porte quanto os tipos de configurações de barra são variados compondo um sistema heterogêneo.

A Tabela 4 apresenta os resultados (colunas à esquerda) e dois *rankings* mostrados nas colunas à direita. Por exemplo, a primeira subestação da tabela é a de Arara, com configuração em *barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves* e seis terminais em operação. Oferece risco de $7,91 \times 10^{-6}$ à segurança do sistema e tem expectativa de energia não suprida de 40,52 MWh/ano. Já a penúltima subestação é a de Tiziu, com configuração em *barra principal e transferência* e seis terminais em operação. Não oferece risco à segurança do sistema e possui expectativa de energia não suprida de 255,60 MWh/ano.

O *ranking* R1, mostrado na mesma tabela, prioriza as subestações que devem receber investimentos em função da $EENS$, expectativa de energia não suprida, que é um indicador de adequação. Assim, a prioridade número 1 é a subestação de Tiziu, possui a maior expectativa de energia não suprida, sendo, portanto, a de pior desempenho. Da posição de número 3 em diante os valores de $EENS$ são “baixos” (i.e., valores aceitáveis quando relacionados aos custos de interrupção correspondentes) e não justificam investimentos. Pode-se então considerar que tais subestações estão adequadas para atender o sistema elétrico.

O estabelecimento de *ranking*, como o R1, para identificar e priorizar investimentos em subestações, pode ser considerado um avanço importante em relação ao estágio atual, mas ainda é insuficiente para uma aplicação eficaz de recursos. Não é usual um indicador para representar o risco de grandes desligamentos (*blackouts*), porém é necessário para uma abordagem realista envolvendo o desempenho de subestações no sistema elétrico.

O *ranking* R2 ordena as subestações utilizando-se os dois indicadores de forma complementar: é definido um *ranking* com base na expectativa de energia não suprida, mas, as subestações que oferecem riscos de perda da estabilidade transitória têm prioridade e são alçadas ao topo da lista. Assim, as subestações nas posições 1, 2 e 3 oferecem riscos à segurança operativa do sistema e devem ter prioridade de investimentos (após investigações mais minuciosas). Após solução para estas três subestações, se ainda houver recursos disponíveis, as subestações nas posições 4 e 5 são candidatas a reforços, mediante investimentos para redução da $EENS$, se viável economicamente. Da posição de número 6 em diante, não há providências a serem tomadas, uma vez que não há perspectivas de riscos sistêmicos e nem valores de $EENS$ que justifiquem investimentos.

Tabela 4 – Indicadores e *Ranking* para as Subestações do Sistema Teste

Resultados				Ranking			
Subestação	Configuração (Nº terminais)	LOSP	EENS [MWh/ano]	R1 [EENS]		R2 [LOSP & EENS]	
Arara	BD-Ds-4 ch (6)	$7,91 \times 10^{-6}$	40,52	Tiziu	1	Pelicano	1
Bicudo	BD-D1/2 (4)	0	70,78	Bicudo	2	Tucano	2
Canário	BD-Ds-3/4 ch (7)	0	7,87	Tucano	3	Arara	3
Cardeal	BD-Ds-5 ch (6)	0	25,70	Arara	4	Tiziu	4
Curió	BD-D1/2-Modif (9) [†]	0	16,87	Pelicano	5	Bicudo	5
Gavião	BD-D1/2 (6)	0	$1,18 \times 10^{-1}$	Cardeal	6	Cardeal	6
Pelicano	BD-Ds-4 ch (5)	$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	Curió	7	Curió	7
Sabiá	Anel Múltiplo (8)	0	0	Canário	8	Canário	8
Tiziu	BP+T (6)	0	255,60	Gavião	9	Gavião	9
Tucano	BD-Ds-3/4 ch (8) ^{††}	$8,43 \times 10^{-6}$	42,85	Sabiá	10	Sabiá	10

[†]Configuração em barra dupla com disjuntor e meio modificado - trafos conectados nas barras (9 terminais em operação)

^{††}Configuração em barra dupla com disjuntor simples com 3 chaves para terminais de máquinas e 4 para terminais de linhas (8 terminais em operação)

4.0 - CONCLUSÃO

Ao se avaliar a confiabilidade de subestações captando-se as consequências para o sistema elétrico, de falhas nelas originadas, um mesmo tipo de configuração de barra poderá resultar em indicadores diferentes, dependendo de sua posição na topologia da rede. A ênfase passa a ser sistêmica, isto é, os resultados da análise dependem da configuração de barra, do porte da subestação, da topologia do sistema e de suas condições operativas. Em sistemas reais pode ser necessário obter indicadores para mais de um horizonte, ou cenário, do sistema elétrico para tomada de decisão mais segura [11]. A avaliação de adequação é necessária para valorar a relação custo/benefício de investimentos. Porém, de forma complementar, a segurança operativa do sistema também deve ser levada em conta. Avaliar os impactos que as falhas originadas em subestações provocam sobre o equilíbrio eletromecânico do sistema elétrico é relevante e dará mais sentido à análise de adequação, pois, de antemão, se saberá que o sistema resistirá às falhas.

Os estudos de confiabilidade em subestações podem ser utilizados para proporcionar vários benefícios, tais como: (i) postergar investimentos na fase de implantação; (ii) adotar configuração de barra de desempenho superior ao padrão, para melhor atender ao sistema; (iii) conhecer e gerenciar os riscos existentes, porém não explícitos, no sistema; (iv) priorizar investimentos em reforços em subestações existentes; (v) nortear ações de manutenções em subestações. Estudar o sistema para conhecer as suas fragilidades e otimizar os investimentos deve ser uma tarefa contínua. A avaliação de confiabilidade de subestações deve se inserir neste contexto, uma vez que são os elos de conexão de toda a rede.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Parker, B.J.; Chow, R.F.; Sabiston, J.K.M. e Locke, P.W. "An analytical technique to evaluate station one-line diagrams in a network context", IEEE Transactions on Power Delivery, Oct/1991.
- [2] Xu, X.; Lam, B.P.; Austria, R.R.; Ma, Z.; Zhu, Z.; Zhu, R. e Hu, J. "Assessing the impact of substation-related outages on the network reliability", IEEE Power System Technology, International Conference, Proceedings, vol 2, 844-848, 2002.
- [3] Li, W.; Lu, J. "Risk evaluation of combinative transmission network an substation configuration and its application in substation planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, n° 2, 1144-1150, May/2005.
- [4] Billinton, R. e Allan, R.N. "Reliability Evaluation of power systems", Pitman Advanced Publishing Program, 1984, (2nd Edition, New York, Plenum Press, 1996).
- [5] Violin, A.; Leite da Silva, A. M.; Ferreira, C.; Machado Jr., Z. S. "Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos impactos das falhas de equipamentos no sistema elétrico", XIX CBA – Congresso Brasileiro de Automática – Campina Grande – PB, Set/ 2012.
- [6] Billinton, R. e Allan, R.N. "Reliability evaluation of engineering systems", Pitman Advanced Publishing Program, 1983, (2nd Edition, New York, Plenum Press, 1992).
- [7] ANATEM. "Programa de análise de transitórios eletromecânicos", Manual do usuário, Versão V10.04.03, CEPEL, Abril 2010.
- [8] FLUPOT. "Programa de fluxo de potência ótimo", Manual do usuário, Versão 07.02.00, CEPEL, Março 2008.
- [9] Disponível em <https://sites.google.com/site/powersystemdata/brazilian-data>
- [10] Li, W.; Zhou, J. e Hu, X. "Comparison of transmission equipment outage performance in Canada, USA and China", IEEE Electrical Power & Energy Conference, 2008.
- [11] Violin, A.; Leite da Silva, A. M.; Ferreira, C.; Machado Jr., Z. S.; De Jesus, J. F.; Piccirilli, R. L. M. "Avaliação da confiabilidade do pátio de 230 kV da subestação São Luís II da Eletronorte", GSE-VIII - XXII SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, 2013.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Airton Violin nasceu em Dracena, SP, em 1956, graduado em Engenharia Elétrica (EE) em 1982 pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos – CESE em 1991 pela mesma instituição, Mestrado na área de Sistemas de Potência em 2003 pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI e atualmente Doutorando pela mesma instituição. Atuou como engenheiro sênior no Departamento de Planejamento Elétrico da Eletronorte (1984-1993), tendo adquirido experiência na área de estudos elétricos envolvendo subestações, que é seu tema de trabalho e de pesquisas.

Armando M. Leite da Silva nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 1954. Graduou-se em EE pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 1975. Recebeu os títulos de Mestre (M.Sc.) em EE pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) em 1977 e de Doutor (Ph.D.) em EE pela University of Manchester (UMIST, UK) em 1980. Trabalhou no Departamento de EE da PUC-Rio como Professor Titular até 1994. De 1990 a 1991 atuou como pesquisador visitante na Divisão de Pesquisa da Ontario Hydro, no Canadá. Entre 2003 e 2004 atuou como pesquisador visitante na Unidade de Sistemas de Energia, no INESC-Porto, em Portugal. Desde 1994 atua como Professor Titular no Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) da UNIFEI. É Pesquisador 1A do CNPq desde 1994 e Fellow do IEEE desde 2000. Recebeu os prêmios “Sebastian Z. de Ferranti Award” (IEEE/IET Power Division, UK) em 1992, “PMAPS Merit Award” (PMAPS International Society) em 2010, IEEE PES Technical Committee Prize Paper Award em 2011 e IEEE PES Roy Billinton Power System Reliability em 2012, todos por contribuições na área de métodos probabilísticos aplicados em sistemas elétricos de potência.

Cláudio Ferreira nasceu em São Lourenço, MG, Brasil, em 1955. Graduou-se em EE pela EFEI em 1977. Recebeu os títulos de Mestre (1983) pela UnB e Doutor (1998) pela UNIFEI, ambos em EE. Atuou como engenheiro/consultor da Themag Engenharia Ltda no período 1977 a 1991. Participou de trabalhos de pesquisa e consultoria para diversas empresas, como ONS (Operador Nacional do Sistema), Furnas, Cemig, CPFL, Eletrobrás, Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), etc. Foi também assessor da diretoria da Aneel entre 1999 e 2000. Atualmente é Professor Associado da Universidade Federal de Itajubá, especializado em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nas áreas de análise, dinâmica, transitórios eletromagnéticos, controle, operação e planejamento.

Zulmar S. Machado Jr. nasceu em Governador Valadares, MG, em 1974. Graduou-se em EE pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 1997, mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação (2000) e doutorado em EE (2005), ambos pela COPPE-UFRJ. Trabalhou como pesquisador no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2006-2007) e como engenheiro sênior no ONS (2007-2010). Atualmente é Professor do ISEE da UNIFEI. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: simulação no domínio do tempo, análise de região de segurança, controle aplicados a sistemas de potência e modelagem orientada a objeto.