



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

BR/GSE/15  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO – VIII**

**GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO - GSE**

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DO PÁTIO DE 230 KV DA SUBESTAÇÃO SÃO LUÍS II DA ELETRONORTE**

**Airton Violin(\*)**  
UNIFEI

**Armando M. Leite da Silva**  
UNIFEI

**Cláudio Ferreira**  
UNIFEI

**Zulmar S. Machado Jr**  
UNIFEI

**Jader F. de Jesus**  
ELETROBRAS ELETRONORTE

**Rafael L. M. Piccirilli**  
ELETROBRAS ELETRONORTE

**RESUMO**

Este artigo apresenta os resultados de uma nova metodologia para avaliação da confiabilidade de subestações, aplicada ao pátio de 230 kV da subestação de São Luís II da ELETRONORTE. Os eventos de falhas na subestação são simulados e os seus reflexos no sistema são avaliados com simulações dinâmicas e estáticas. Indicadores são obtidos para espelhar a confiabilidade que a subestação oferece ao sistema elétrico. Este estudo decorreu da necessidade de se avaliar a expansão deste pátio para atender às cargas da região no médio prazo, aproveitando o espaço físico disponível e, portanto, otimizando os investimentos.

**PALAVRAS-CHAVE**

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

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A subestação de São Luís II 500 / 230 kV atende a área de São Luís bem como os projetos industriais da região. O pátio de 230 kV possui elevada capacidade de transformação e se interliga a um sistema composto das subestações de Miranda, Peritoró, Coelho Neto e Teresina, como indicado na Figura 1. A possibilidade de atender a demanda por novos projetos industriais no futuro exigirá a expansão deste pátio, que poderá ultrapassar um total de vinte conexões (*bays*).



Figura 1 – Diagrama eletrogeográfico da região de São Luís / MA

(\*) 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

O elevado porte deste pátio aliado à sua configuração de barras suscitou dúvidas a respeito de implicações no sistema associado, isto é: na Rede Básica. Experiência anterior de ocorrências de *blackouts* justificou a utilização de uma nova metodologia, de forma a se avaliar os limites da subestação em relação aos riscos oferecidos ao sistema. O objetivo foi, portanto, avaliar a confiabilidade do pátio de 230 kV da subestação de São Luís II para configurações de curto prazo (ano de 2014) e de médio prazo (ano de 2020), esgotando o espaço físico para a sua expansão. Com base em indicadores de adequação e segurança, foram realizadas comparações e verificada as necessidades de eventuais reforços. A Seção 2 descreve sucintamente a metodologia e os procedimentos adotados no estudo, a Seção 3 apresenta os resultados obtidos e a Seção 4 apresenta as conclusões.

## 2.0 - METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS

### 2.1 Metodologia

O conceito de confiabilidade adotado é aquele utilizado pelo NERC (*North American Electric Reliability Corporation* – [www.nerc.com](http://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. Maiores detalhes sobre a metodologia podem ser encontrados em [1] e [2].

Os componentes do pátio de manobras e os elementos de transmissão a ele conectados são representados por modelos de Markov para componentes reparáveis. 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. 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 seguintes modos de falhas foram considerados:

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

O resultado destas simulações é uma seleção de estados de falhas de interesse na subestação para o estudo, que contém o status de terminais desconectados e as probabilidades de cada estado de falha.

Para os estados de falhas, na condição de pós-falha, são realizadas simulações dinâmicas com o programa de transitório eletromecânico ANATEM [3]. O objetivo é verificar o comportamento do sistema na fase transitória do processo, considerando-se a aplicação de um curto-circuito monofásico no interior da subestação e a remoção do defeito e dos circuitos no tempo requerido pelo sistema de proteção.

O critério adotado 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 ou esquemas regionais de alívio de carga.

Para os estados de falha, na condição de pós-falha e de pós-manobra, são realizadas simulações estáticas com o programa de fluxo de potência ótimo FLUPOT [4]. Estas simulações avaliam os montantes de cortes de carga que podem ocorrer no sistema. 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. As restrições são os limites de fluxos nos ramos em condições de emergência.

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.

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. 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  $\psi$  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. Nesta equação,  $p(j)$  é a probabilidade do estado  $j$ , na condição de pós-falha, classificado como potencialmente inseguro e  $\phi$  é o subconjunto de todos os estados de falhas potencialmente inseguros para o sistema.

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

## 2.2 Procedimentos

A seguir, são descritas as premissas e os procedimentos adotados, bem como os dados utilizados.

Devido à natureza das cargas atendidas pelo pátio de 230 kV da SE São Luís II e também pelo fato de a rede básica ter sido simulada sem redução em sua topologia, foram necessárias a adoção de premissas adicionais.

Para o horizonte do ano de 2014, em carga média e carga pesada, os arquivos da rede básica foram extraídos da página do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a configuração de Julho/2014 e, em seguida ajustado um caso base com o programa ANAREDE [5], para os dois patamares de carga. A Figura 2 mostra a configuração de operação normal deste pátio, totalizando dezessete conexões (*bays*), indicando ser um pátio de grande porte. A sua configuração de barra é do tipo *barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves* e, no diagrama, apenas os componentes que operam normalmente fechados são mostrados.

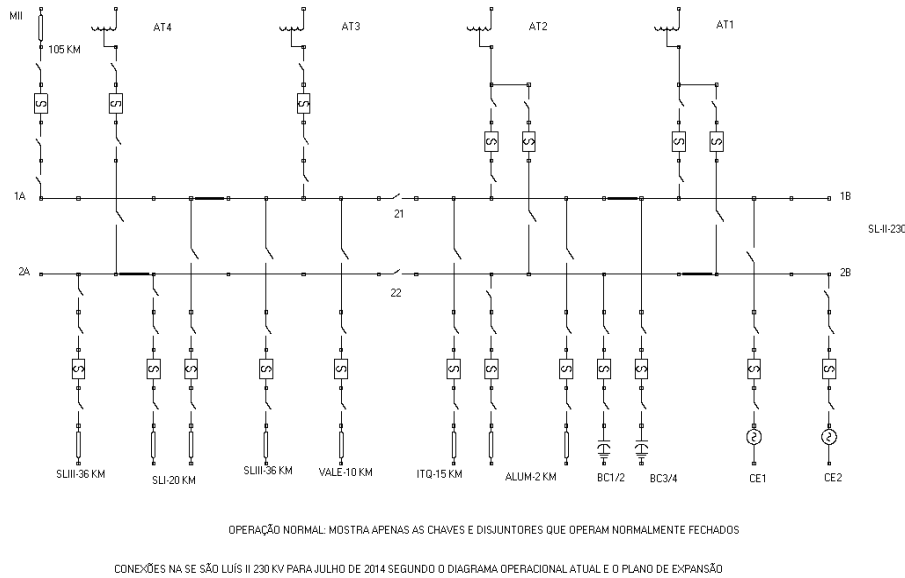


Figura 2 – Configuração da SE São Luís II 230 kV em Julho / 2014.

Para o ano de 2020, os arquivos da rede básica foram extraídos da página da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para a configuração PD-2020-Norte Exportador. Em seguida, promoveu-se um incremento adicional de carga além daquele previsto no plano de expansão da EPE e, em seguida, ajustados os casos bases. O objetivo era verificar os indicadores de confiabilidade para uma configuração limite deste pátio em função do espaço físico disponível para a sua expansão. Este incremento se encontra detalhado em [6] e esgota a capacidade de expansão desta subestação, ficando com uma capacidade de transformação nominal de 3000 MVA (cinco bancos de autotransformadores), neste cenário, com o pátio de 230 kV totalizando vinte e quatro bays. A Figura 3 mostra a configuração de operação normal, onde apenas os componentes que operam normalmente fechados são mostrados.

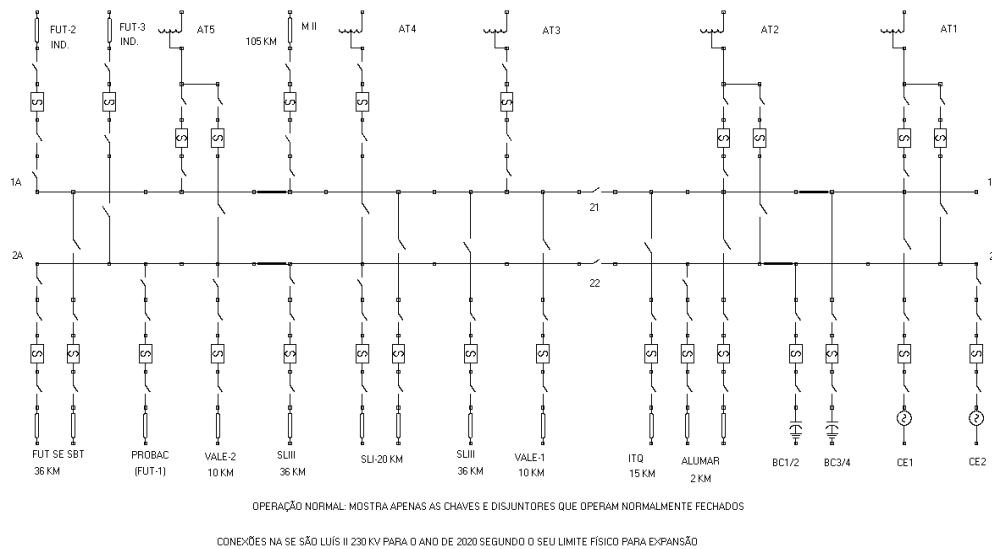


Figura 3 – Configuração da SE São Luís II 230 kV para 2020.

No presente estudo, as linhas, chaves, bancos de capacitores e compensadores estáticos são representados através de modelos de Markov com três estados. Os autotransformadores e barramentos são representados através de modelos com quatro estados, sendo este quarto estado referente à manutenção programada. Os disjuntores são representados por modelos com cinco estados, sendo o quarto estado referente à manutenção programada e o quinto estado referente à ocorrência de polo preso (falha na abertura). Tais modelos são discutidos em [2]. Os dados utilizados de falhas em equipamentos são mostrados na Tabela 1 abaixo. São dados típicos [7], adaptados para as práticas operativas e de manutenção do sistema elétrico brasileiro. Nesta tabela,  $\lambda$  é taxa de falha (falhas/ano) ou de manutenção,  $t_s$  tempo de manobras e  $t_r$  tempo de reparos em horas.

Tabela 1 – Base de dados de confiabilidade: valores médios

Componente	$\lambda_a$ [f/a]	$\lambda_p$ [f/a]	$t_s$ [h]	$t_r$ [h]	$\lambda_m$ [v/a]	$t_m$ [h]	$p_{pp}$	$t_{se}$ [h]
Disjuntor	0,0516	0,0106	1,00	15,04	0,20	8,00	0,0005	1,00
Chave	0,0059		3,00	24,96				
Barra (*)	0,0054		3,00	19,99	0,20	8,00		
Barra B	0,0081		3,00	19,99	0,20	8,00		
Barra A 2014	0,0054		3,00	19,99	0,20	8,00		
Barra A 2020	0,0097		3,00	19,99	0,20	8,00		
Linha	0,3061		0,50	10,91				
Autotrafo	0,0349		0,50	12,00	0,20	8,00		
Banco Cap.	0,8030		0,50	52,30				
Comp. Est.	0,0486		0,50	32,24				

Para avaliar a segurança operativa da subestação foram realizadas simulações de estabilidade transitória do sistema com o programa ANATEM, após um caso base ter sido ajustado em carga pesada com o programa ANAREDE. Aplica-se um curto-circuito monofásico no interior da subestação, remove-se o defeito e os ramos afins devido a atuação do sistema de proteção. O estudo é conduzido o mais próximo possível dos estudos normalmente realizados para o sistema (geração / transmissão) seguindo, dentro do possível, as diretrizes do ONS, e os seguintes procedimentos foram adotados:

- Simulações com o programa ANATEM com duração de 20 segundos;
- Perturbação representada por ocorrência de curto-circuito monofásico com utilização prévia do programa – ANAFAS para obtenção do reator equivalente [8];
- Tempos de atuação de 80 milésimos de segundo e 250 milésimos de segundo para a proteção primária e proteção de retaguarda/falha de disjuntor respectivamente, segundo informações da ELETRONORTE;
- Verificação do comportamento no tempo das principais máquinas da Região Norte e de máquinas na fronteira com as demais regiões;
- Classificação do evento.

Para avaliar a adequação da subestação foram realizadas simulações estáticas com o programa FLUPOT e obtido os montantes de cortes de cargas no sistema. Para isto, os seguintes critérios e procedimentos foram adotados:

- O caso base do sistema é ajustado, com o programa ANAREDE, para um ponto de operação considerado satisfatório e usual para o patamar de carga média do sistema;
- O programa FLUPOT é ajustado nos seus parâmetros de controle, de restrições e de definições de corte de carga de tal modo a se obter o mínimo corte de carga;
- Todas as cargas têm a mesma importância, sem prioridades de corte;
- Os bancos de capacitores não devem operar de forma automática;
- Não há redespacho de potência ativa no sistema;
- As áreas de controle e de interesse é a Região Norte e fronteiras. Nestas áreas, os limites de tensão devem ser mantidos como no arquivo original do ANAREDE e nas demais áreas os limites podem ser relaxados com o objetivo de facilitar a convergência no processamento. Este relaxamento pode ser feito, neste caso, devido à posição do pátio de 230 kV na topologia do sistema;
- Os autotrafos não entram em sobrecarga, o limite de carregamento é a sua potência nominal (600 MVA) e as linhas de 230 kV devem operar em valores de limites definidos no arquivo base (ANAREDE);
- Os cortes de carga devem ser observados nas barras de 230 kV (ou de pátio de menor tensão) associadas à barra de São Luís II: São Luís I, São Luís III, Miranda, Peritoró e região, e barras dos consumidores industriais de São Luís II (Alumar, Vale e outras).

Devido às características especiais da carga da ALUMAR foram adotados os seguintes procedimentos adicionais:

- Os três links DC que representam as três cubas foram trocados por cargas com potências constantes;
- Realiza-se o processamento e avaliam-se os cortes de cargas. Se ocorrer cortes nas barras das cubas, retira-se a cuba de menor potência e o caso é novamente processado. Se não ocorrer mais cortes na área da ALUMAR, a condição está satisfeita;
- Se não, repete-se o processo retirando-se a cuba onde houve maior corte de carga e verifica-se novamente se há cortes de cargas.

No processo descrito pequenos cortes de cargas nas barras da ALUMAR, da ordem de 2%, foram desconsiderados para efeito de retiradas de cubas de operação. Também, tanto para o ano de 2014, quanto para o ano de 2020, a UTE Porto do Itaqui foi mantida fora de operação.

### 3.0 - RESULTADOS

Com base na metodologia e nos procedimentos descritos foram obtidos os resultados abaixo apresentados. A Tabela 2 apresenta os resultados das simulações de falhas na subestação e das simulações realizadas na rede básica para a configuração do ano 2014. Os eventos mais críticos na subestação foram considerados e avaliados os seus reflexos no sistema.

Tabela 2 – Resultados das simulações realizadas na subestação e no sistema - ano 2014

Caso	Estado de Falha	Probabilidade	SPI <sup>†</sup>	CC <sup>††</sup>
1	Saída da barra B1 devido a falhas ativas nos <i>bays</i> simples e na barra	$9,372919 \times 10^{-5}$	0	403,4
2	Saída da barra B2 devido a falhas ativas nos <i>bays</i> simples e na barra	$6,524704 \times 10^{-5}$	0	280,4
3	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas nos disjuntores de AT1 ou AT2	$1,126191 \times 10^{-5}$	0	403,4
4	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas nos disjuntores de AT1 ou AT2	$1,126191 \times 10^{-5}$	0	280,4
5	Saída de B1 devido a disjuntor preso dos <i>bays</i> simples	$1,893941 \times 10^{-8}$	0	403,4
6	Saída de B2 devido a disjuntor preso dos <i>bays</i> simples	$8,077746 \times 10^{-9}$	0	280,4
7	Saída de B1 devido a disjuntor preso de AT1 ou AT2	$1,905219 \times 10^{-9}$	0	403,4
8	Saída de B2 devido a disjuntor preso de AT1 ou AT2	$1,905219 \times 10^{-9}$	0	280,4
9	Seção de barra 1A fora e saída de B2 (ou seção 2A fora e saída de B1)	$2,085138 \times 10^{-6}$	0	391,0
10	Seção 1A fora e seção 2A também fora	$1,010190 \times 10^{-6}$	NA	391,0
11	Seção 1A fora e seção 2B também fora	$1,650592 \times 10^{-6}$	NA	0
12	Seção de barra 1B fora e saída de B2 (ou seção 2B fora e saída de B1)	$1,284415 \times 10^{-6}$	0	791,2
13	Seção 1B fora e seção 2A também fora	$6,222628 \times 10^{-7}$	NA	0
14	Seção 1B fora e seção 2B também fora	$1,016741 \times 10^{-7}$	NA	791,2

<sup>†</sup>SPI=1 para sistema potencialmente inseguro (perda da estabilidade), SPI=0 para sistema seguro e NA não se aplica

<sup>††</sup>Montantes de cortes de carga no sistema em MW

Por exemplo, o Caso 1 representa as contingências simples (falhas ativas nos *bays* simples e na barra) que provocam a saída da barra B1 e consequente perda simultânea dos terminais a ela conectados. Esta condição de pós-falha provoca uma alteração abrupta na configuração da subestação e do sistema, naquele nó. Nesta situação a simulação dinâmica realizada, classificou o sistema como seguro ( $SPI=0$ ), e a simulação estática contabilizou um montante de corte de carga no sistema de 403,4 MW.

O Caso 5, por exemplo, representa as falhas ativas nos elementos de transmissão associadas à falha na abertura de disjuntor da proteção primária. Como consequência, a barra B1 sai de operação devido a atuação da proteção de retaguarda. Para o Caso 9, a situação é de contingência dupla, em que a seção da barra 1A (Figura 2) está fora de operação para reparos ou manutenção programada, ou operando como barra de transferência (disjuntor em bypass). Nestas condições ocorre a saída da Barra 2 devido à ocorrências de falhas ativas (atuação da proteção). Os Casos 10 e 11 são consequências do Caso 5, em que o segundo evento é identificado e o componente é isolado para reparos. As chaves de seccionamento das barras permitem operar com a seção de barra sem o defeito.

A Figura 4 ilustra, para o Caso 1, as frequências das máquinas da UHE Tucuruí no período simulado, com variações pequenas, indicando um comportamento seguro, sem perda de sincronismo. A resposta é altamente amortecida em direção à frequência nominal do sistema.

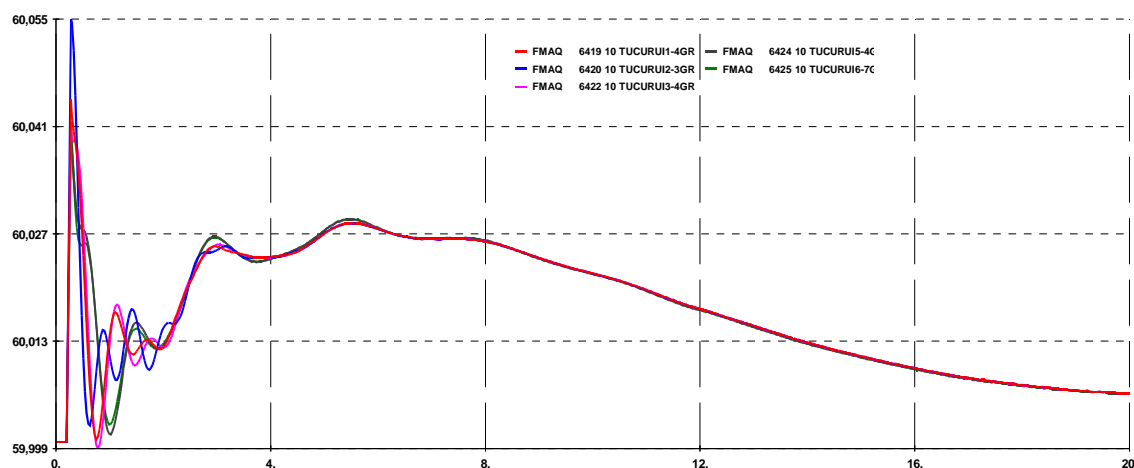


Figura 4 – Frequências dos geradores de Tucuruí para o Caso 1 em 2014.

A Tabela 3 apresenta os resultados das simulações para configuração do ano 2020, onde se observa um ligeiro aumento nas probabilidades dos estados de falha e relativo aumento nos cortes de cargas. Como no horizonte anterior, as simulações dinâmicas não indicam sistema inseguro para os estados de falha da subestação.

Tabela 3 – Resultados das simulações realizadas na subestação e no sistema - ano 2020

Caso	Estado de Falha	Probabilidade	SPI <sup>†</sup>	CC <sup>††</sup>
1	Saída da barra B1 devido a falhas ativas nos <i>bays</i> simples e na barra	$1,129171 \times 10^{-4}$	0	327,8
2	Saída da barra B2 devido a falhas ativas nos <i>bays</i> simples e na barra	$1,036799 \times 10^{-4}$	0	243,0
3	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas nos disjuntores de AT1 ou AT2	$1,643582 \times 10^{-5}$	0	497,9
4	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas nos disjuntores de AT1 ou AT2	$1,643582 \times 10^{-5}$	0	437,8
5	Saída de B1 devido a disjuntor preso dos <i>bays</i> simples	$4,297137 \times 10^{-8}$	0	327,8
6	Saída de B2 devido a disjuntor preso dos <i>bays</i> simples	$3,443581 \times 10^{-8}$	0	243,0
7	Saída de B1 devido a disjuntor preso de AT1 ou AT2	$2,780523 \times 10^{-9}$	0	497,9
8	Saída de B2 devido a disjuntor preso de AT1 ou AT2	$2,780523 \times 10^{-9}$	0	437,8
9	Seção de barra 1A fora e saída de B2 (ou seção 2A fora e saída de B1)	$3,681906 \times 10^{-6}$	0	1131,0
10	Seção 1A fora e seção 2A também fora	$3,786084 \times 10^{-6}$	NA	1131,0
11	Seção 1A fora e seção 2B também fora	$2,605410 \times 10^{-6}$	NA	0
12	Seção de barra 1B fora e saída de B2 (ou seção 2B fora e saída de B1)	$1,626992 \times 10^{-6}$	0	1091,0
13	Seção 1B fora e seção 2A também fora	$1,673126 \times 10^{-6}$	NA	0
14	Seção 1B fora e seção 2B também fora	$1,151369 \times 10^{-6}$	NA	848,0

<sup>†</sup>SPI=1 para sistema potencialmente inseguro (perda da estabilidade), SPI=0 para sistema seguro e NA não se aplica

<sup>††</sup>Montantes de cortes de carga no sistema em MW

A Figura 5 mostra o comportamento das máquinas da UHE Tucuruí para o Caso 1 em 2020, indicando também um comportamento seguro, sem perda de sincronismo.

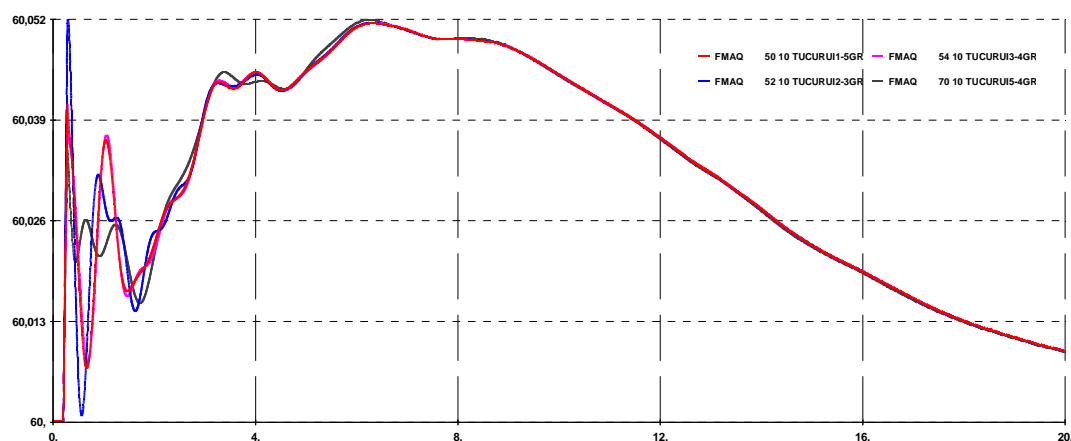


Figura 5 – Frequências dos geradores de Tucuruí para o Caso 1 em 2020.

A Tabela 4 mostra as variações na frequência das demais máquinas da região, mostrando que em nenhuma delas a variação é significativa, portanto, sem riscos para a segurança do sistema.

Tabela 4 – Frequências de máquinas da região para o Caso 1 em 2014 e 2020

Ano	2014		2020	
Gerador	Freq. Máx (Hz)	Freq. Mín. (Hz)	Freq. Máx (Hz)	Freq. Mín. (Hz)
Belo Monte – P	-	-	60,052	60
Belo Monte – S	-	-	60,052	60
Síncrono de P.Dutra	60,180	59,953	60,135	59,971
Síncrono de Imperatriz	60,133	59,977	60,112	59,980
Síncrono de Marabá	60,073	60	60,076	59,999
Estreito	60,092	60	60,078	59,995
Paulo Afonso IV	60,030	60	60,053	60
Serra da Mesa	60,029	60	60,051	60
Boa Esperança 1	60,090	59,974	60,065	59,985
Boa Esperança 2	60,081	60	60,059	60
Síncrono de Teresina	60,123	59,965	60,097	59,961

Os demais casos simulados tiveram comportamento semelhante, como mostrado na Tabela 5 abaixo.

Tabela 5 – Maiores variações de frequência de máquinas para 2014 e 2020

Ano	2014	2020
Caso	Frequência (Hz)	Frequência (Hz)
1	60,180	60,135
2	60,180	60,135
3	60,180	60,135
4	60,180	60,135
5	60,228	60,160
6	60,205	60,160
7	60,205	60,160
8	60,205	60,160
9	60,205	60,175
12	60,180	60,175

Devido ao aumento de cortes de cargas e das probabilidades dos estados de falhas na subestação foi incluída uma alternativa de reforço para o ano de 2020 (configuração 2020-R), que prevê a instalação de disjuntores de seccionamento de barras, onde hoje existem somente chaves de seccionamento, chaves 21 e 22 do diagrama da Figura 3, já apresentada. Neste caso, a subestação opera, na condição normal de operação, com quatro seções de barras interligadas por disjuntores. O efeito nos resultados é benéfico, pois são introduzidos novos estados de falhas, porém com menores cortes de cargas no sistema elétrico.

A Tabela 6 apresenta os indicadores de confiabilidade para as três alternativas avaliadas. Em relação à segurança operativa do sistema, todos os casos simulados foram classificados como seguro para o sistema, i.e., não ocorrem perda de sincronismo, tanto para o ano de 2014 quanto para o ano de 2020. Não há expectativa de *blackout* nacional ou mesmo regional e nem de risco às interligações com as demais regiões geográficas, como indicado através do indicador LOSP.

Tabela 6 – Indicadores de Confiabilidade

Ano	LOSP <sup>†</sup>	EENS <sup>‡</sup> [MWh/a]
2014	0	586,28 – 100%
2020	0	779,01 – 133%
2020-R	0	526,67 – 90%

<sup>†</sup>Loss of Stability Probability

<sup>‡</sup>Expected Energy Not Supplied

Em relação à adequação, na comparação entre os dois cenários não se observa uma degradação substancial para 2020, a ponto de exigir grandes investimentos ou mesmo inviabilizar a sua expansão. A instalação de disjuntores de seccionamento de barras resulta em melhora no indicador (2020-R), reduzindo-o ao nível do ano de 2014, como mostrado na Tabela 6.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

A nova metodologia aplicada em um caso real mostra que ao conhecer melhor o comportamento do sistema, frente às ocorrências de falhas em pátios de manobras de subestações, é possível racionalizar investimentos com melhor aproveitamento de pátios existentes, postergando a instalação de novas subestações. No caso específico, a região poderá ser atendida por este pátio de 230 kV com certa garantia, em um horizonte que antes do estudo havia receios desta possibilidade.

Estudos de confiabilidade de subestações com base em metodologia probabilística, associada às verificações dos reflexos que provocam no sistema elétrico permitem tomar decisões com maior qualidade e segurança, tanto na fase de concepção de sua configuração de barra, quanto nas fases de sua expansão.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) possui mais de quatrocentos pátios de manobras em extra-alta tensão em operação. Esta metodologia poderia ser utilizada para classificar estes pátios, estabelecendo um *ranking* para investimentos, gerenciamento de riscos, etc. Para isto, duas ações são necessárias: automatizar a metodologia, integrando os métodos de simulação em um único pacote de software e também, e não menos importante, estabelecer uma base de dados estocásticos do SIN relativos às falhas em equipamentos de subestações, sistema de proteção, etc., por parte das empresas e autoridades do setor elétrico.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Violin, A.; Leite da Silva, A. M.; Ferreira, C.; Machado Jr., Z. S. "Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos desempenhos estático e dinâmico dos sistemas elétricos de potência", GAT-IV - XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, 2013.
- [2] 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, Setembro 2012.
- [3] ANATEM. "Programa de análise de transitórios eletromecânicos", Manual do usuário, Versão V10.04.03, CEPEL, Abril 2010.
- [4] FLUPOT. "Programa de fluxo de potência ótimo", Manual do usuário, Versão 07.02.00, CEPEL, Março 2008.
- [5] ANAREDE, "Programa de Análise de Redes, Manual do Usuário", Versão V09.04.06, CEPEL, Junho 2009.
- [6] ELETRONORTE. "Avaliação da confiabilidade do pátio de 230 kV da subestação de São Luís II 500/230 kV", ELN-RE-1.002/11, 2011.
- [7] Li, W.; Zhou, J. e Hu, X. "Comparison of transmission equipment outage performance in Canada, USA, and China", IEEE Electrical Power & Energy Conference, 2008.
- [8] ANAFAS, "Programa de Análise de Faltas, Manual do Usuário", Versão 6.0, CEPEL, Agosto 2009.



## 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 sua área 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.



**Jader F. de Jesus** nasceu em Pedregulho, SP, em 1978. Graduou-se em EE pela Universidade do Estado de Minas Gerais/UEMG – Campus Ituiutaba em 2001. Trabalhou como **Process Engineer** na Alstom Transport (2002 - 2008), onde era responsável pela constatação e eliminação de defeitos na frota do Metrô-DF, com ênfase na análise de desempenho e estudos para evolução do Sistema. Atualmente trabalha na Gerência de Planejamento da Expansão da Transmissão da Eletrobras Eletronorte, onde são desenvolvidos os Estudos Elétricos de Potência, visando a integração de novas instalações (Equipamentos e Subestações) ao SIN.



**Rafael L. M. Piccirilli** nasceu em Luziânia, GO em 1980. Graduou-se em EE pela Universidade Federal de Brasília/UNB em 2006. Atualmente trabalha na Gerência de Planejamento da Expansão da Transmissão na empresa Eletrobras Eletronorte na função de Engenheiro de Planejamento nas seguintes atividades profissionais: Elaboração e desenvolvimento de Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Sociambiental – Relatório R1, coordenação e elaboração de relatórios técnicos (R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência, R3 – Caracterização e Análise Socioambiental e R4 – Caracterização da Rede Existente) para subsidiar a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) na preparação de Editais de Leilão de empreendimentos de transmissão em diversos Estados, estudos de conexão de Usinas e de traçado para implantação de novas linhas de transmissão no SIN (Sistema Interligado Nacional), participação nos estudos de transmissão e escoamento da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, Estudos de Regime Permanente e Análise de Transitórios Eletromecânicos.