



Grupo de Estudo de Subestações e Equipamentos de Alta Tensão-GSE

Avaliação de confiabilidade de subestações com base no desempenho estático do sistema considerando a redução da rede

AIRTON VIOLIN(1); JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA(2); ZULMAR S. MACHADO JR(3); JOÃO BOSCO DA SILVA JUNIOR(4); EDUARDO RIBEIRO PRADO(5); UNIFEI(1);UNIFEI(2);UNIFEI(3);UNIFEI(4);UNIFEI(5);

RESUMO

Os métodos clássicos de avaliação de confiabilidade de subestações, i.e., que as isolam do restante do sistema, são adequados à análise de subestações inseridas em redes radiais, comuns na distribuição de energia elétrica. Todavia, muitos estudos continuam a aplicar a metodologia clássica às subestações de transmissão, devido, principalmente, à falta de ferramentas de análise adequadas (e acessíveis) aos sistemas malhados. Este artigo apresenta uma metodologia para avaliação de confiabilidade de subestações, que considera seus estados operativos, probabilidades e respectivos cortes de carga, utilizando-se equivalentes estáticos. Aplicações em um sistema-teste são realizadas para ilustrar o método proposto e avaliar os resultados.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade de subestações, arranjos de subestações, equivalente de rede, indicadores sistêmicos.

1.0 - INTRODUÇÃO

À medida que o Sistema Interligado Nacional (SIN) se expande, a avaliação sistêmica de confiabilidade de uma subestação inserida em um sistema malhado se torna mais difícil, seja pela elevada demanda computacional, ou pela necessidade de um profissional que possua experiência, tempo e capacidade técnica de convergir um programa de fluxo de carga considerando os diversos modos de falha de uma grande subestação.

Para contornar esta situação, os estudos de confiabilidade costumam: i) Considerar a subestação como um nó altamente confiável, ou; ii) Avaliar a confiabilidade da subestação de forma isolada, i.e., desconsiderando o sistema no qual ela está inserida [1]. Por outro lado, o histórico de *blackouts* causados por falhas em subestações deslegitima a primeira hipótese. Além disso, a segunda hipótese torna imensurável o efeito das falhas sobre o sistema, o que dificulta a obtenção de indicadores de desempenho fidedignos para o mesmo.

O objetivo deste artigo é realizar uma análise comparativa de índices de confiabilidade sistêmicos considerando-se diferentes níveis de redução de rede, a saber:

- Sistema completo, i.e., com a representação de todos os seus componentes;
- Equivalente estático, obtido por meio de modelo matemático computacional, e;
- “Recorte simples” de uma subestação, com a representação dos fluxos nas barras de fronteira através de geradores e cargas equivalentes.

Para verificar a viabilidade das simplificações admitidas, avaliando se as mesmas podem ser aplicadas sem grandes distorções nos indicadores de confiabilidade em relação ao sistema completo, são feitas aplicações numéricas com o *IEEE Reliability Test System* [2]. Ademais, são calculados índices de confiabilidade utilizando a

(1) (1 UNIFEI-ISEE, Av. BPS, n° 1303 – Bloco I – CEP 37.500-903 Itajubá, MG – Brasil
Tel: (+55 35) 3629-1897 – Email: airtonviolin@unifei.edu.br, airtonviolin@gmail.com.

metodologia clássica para evidenciar as limitações do referido método.

2.0 - METODOLOGIA

A metodologia proposta neste trabalho tem como base a realização das seguintes tarefas:

1. Simulação de falhas na subestação;
2. Obtenção do sistema equivalente;
3. Simulações estáticas, e;
4. Determinação dos índices de confiabilidade.

2.1 Simulação de falhas na subestação

A metodologia se inicia com a determinação de todos os modos de falha da subestação, identificando-se os efeitos das contingências internas no estado operativo da subestação e a probabilidade de cada evento. É preciso delinear: i) modos de falha a serem considerados; ii) equipamentos do pátio de manobras sujeitos a falha; iii) modelo de Markov [3] para cada componente; iv) dados de confiabilidade proveniente do histórico de operação de cada equipamento, e; v) critérios e restrições que serão adotados para que um estado seja considerado de falha ou de sucesso. Nesta análise, considera-se a falha de cada componente, verificando se a subestação transita para um estado que se enquadre nos critérios adotados.

Cada equipamento do pátio é representado por um modelo de Markov para componentes reparáveis [3]. A Figura 1 ilustra o modelo de Markov para um componente com 3 estados operativos. Sob a ótica das subestações, no Estado 1, o equipamento se encontra em condição operativa normal, com probabilidade p_1 , que representa a sua disponibilidade.

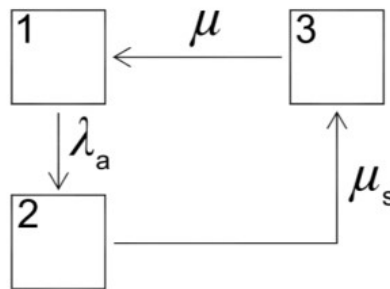


Figura 1 – Modelo de Markov para componente reparável de três estados.

Em caso de falha, o componente transita para o Estado 2, com probabilidade p_2 , a uma taxa λ_a . Pode-se ver o Estado 2 como a condição “pós-falha”, oriunda da atuação do sistema de proteção, que age de forma rápida e seletiva, a fim de eliminar as contribuições para o defeito. Do Estado 2, transita-se para o Estado 3, denominado “pós-manobra”, onde a equipe de manutenção identifica e isola o defeito, realizando manobras para a recuperação da maior parte possível do sistema. A transição do Estado 2 para o Estado 3 se dá a partir da taxa de manobra μ_s . Finalmente, do Estado 3, transita-se para o Estado 1 após o reparo do componente, com taxa μ . Quando necessário, um modelo com mais estados pode ser definido [4], [5].

A determinação de frequência, duração e probabilidade de cada estado de falha na subestação pode ser feita através das técnicas de frequência e duração em conjunto com fórmulas aproximadas [3] que simplificam o processo de análise. As referidas aproximações são válidas devido ao fato dos componentes de subestações possuírem, em geral, alta disponibilidade. Alternativamente, é possível o uso da técnica de espaço de estados através das metodologias apresentadas em [4] e [5], onde também são calculados indicadores sistêmicos.

Em estudos de confiabilidade de subestações, em geral, as seguintes restrições podem ser consideradas, sem comprometer o resultado da análise, pois reduzem o número de estados a serem analisados:

- As contingências que retiram apenas 1 bay são descartadas, quando se obedece ao critério N-1;
- A probabilidade de ocorrer uma contingência dupla envolvendo duas falhas ativas [3] é muito baixa e pode ser desconsiderada;
- Contingências de 3º ordem e superiores são descartadas, devido à baixíssima possibilidade de ocorrência;
- Componentes fora de operação ou abertos não estão sujeitos a falhas.

Quanto aos modos de falha, geralmente consideram-se:

- Falhas ativas em contingências simples que acarretem a retirada de operação de vários *bays*, e que comprometam significativamente a carga;
- Falhas passivas [3] e manutenção programada nos disjuntores que levem a subestação a operar em uma configuração vulnerável;
- Falha ativa em um componente, quando outro se encontra isolado para reparo ou manutenção programada, desde que a falha comprometa significativamente a carga.

2.2 Obtenção do sistema equivalente

O equivalente estático da rede pode ser obtido por meio do método Ward e suas modificações [6]. Atualmente, programas como o ORGANON [7] incluem esta funcionalidade. Na obtenção do equivalente, divide-se o sistema em 3 regiões: área interna, fronteira e área externa. A área interna representa a região que não será alterada pelo equivalente, e.g., uma barra de interesse. A fronteira representa as barras que serão mantidas pelo equivalente. E, finalmente, a área externa consiste na região que será representada por ramos fictícios entre as barras de fronteira, às quais são adicionadas injeções de potência para modelar geradores e cargas externas. Apesar da terminologia, as barras de fronteira não precisam se limitar necessariamente à primeira vizinhança da área interna. É comum manter a barra *swing*, por exemplo, que pode estar distante da área interna.

A determinação da região a ser retida pode ser efetuada de forma manual, e também é possível utilizar análise de sensibilidade, se disponível, para determinar quais barras devem ser retidas para se garantir a precisão especificada pelo usuário. Neste trabalho, a obtenção do equivalente Ward é feita a partir do programa ORGANON [7], que disponibiliza este tipo de análise.

Um equivalente mais simples, e menos preciso para a realização de análises de contingência na rede interna, pode ser obtido a partir do “recorte do sistema”. Neste caso, também se divide o sistema em 3 áreas: interna, fronteira e externa. Contudo, a área externa é substituída apenas por injeções de potência constantes nas barras de fronteira, que coincidem com os valores dos fluxos de potência entre estas e a área externa no ponto de operação considerado. Neste caso, não se representam ramos fictícios, e as injeções nas barras de fronteira podem ser obtidas por programas de fluxo de potência, como o ANAREDE [8].

2.3 Simulações estáticas

Esta etapa consiste na obtenção do montante de corte de carga no sistema decorrente de perda de *bays* como resultado de contingências na subestação. Para isso, pode-se utilizar um programa de fluxo de potência ótimo, como o FLUPOT [9], que utiliza a modelagem de rede AC.

As seguintes premissas serão adotadas na aplicação do FLUPOT:

- Número máximo de 200 iterações para convergência do caso;
- A solução ótima da rede, com mínimo corte de carga, é obtida a partir do controle de tensão em Barras PV, com liberdade para a potência reativa injetada pelos geradores dentro de seus limites nominais;
- As tensões em todas as barras devem estar entre os limites 0,95 e 1,05 pu;
- O corte de carga é o mesmo para todas as cargas do sistema, ou seja, não há cargas prioritárias;
- Não é permitido redespacho, ou seja, as potências ativas especificadas de geração nas barras PV permanecem sempre as mesmas do caso-base;
- Apesar de não ser permitido redespacho de potência ativa das máquinas, em caso de cortes de carga, todo o impacto recai sobre a barra de referência, resultando em um novo valor de potência ativa injetada na mesma.

Os limites de potência dos ramos da rede são considerados, porém, admite-se que não há limite de fluxo nos barramentos da subestação. A premissa é válida por que, em geral, os equipamentos da subestação são dimensionados considerando-se altos valores de corrente nominal.

2.4 Índices de confiabilidade

O índice *EENS* (*Expected Energy Not Supplied*), calculado por (1), pode ser definido como a energia média não suprida em um determinado período, adotado como 1 ano neste trabalho. Portanto, sua unidade é MWh/ano. Um valor alto indica que o sistema é vulnerável, e será necessário investir na adequação e segurança da subestação. Em (1), $p(i)$ denota a probabilidade de a subestação estar no estado operativo i , e $cc(i)$ representa o corte de carga do respectivo estado. Finalmente, ϕ indica o subconjunto de todos os estados considerados como falha de acordo com os critérios pré-estabelecidos.

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

Para estimar o número médio de horas em que se espera haver corte de carga em um determinado período, utiliza-se o índice *LOLE* (*Loss of Load Expectation*). De forma análoga à *EENS*, é adotado o período de 1 ano para a contabilização deste índice, expresso em horas/ano. Em (2), $p(i)$ e ϕ possuem a mesma definição apresentada em (1), e 8760 corresponde ao número de horas em um ano.

$$LOLE = 8760 \sum_{i \in \emptyset} p(i) \quad (2)$$

Na metodologia clássica [3], é utilizado o índice *MTBF* (*Mean Time Between Failures*) que representa o tempo médio, em anos, entre duas falhas consecutivas do sistema. Este índice é obtido pelo inverso da frequência total de falha do sistema.

3.0 - APLICAÇÕES NUMÉRICAS

3.1 Sistema-Teste

As aplicações numéricas deste trabalho utilizam uma variação do *IEEE Reliability Test System* [2], que, originalmente, possui 24 barras e 38 circuitos divididos em duas áreas. A capacidade de geração instalada é de 3405 MW e a carga-pico anual é de 2850 MW. A modificação mais substantiva feita no sistema para a realização deste trabalho consiste no acréscimo da Barra 25, conectada à Barra 9 por 3 transformadores idênticos, como visto na Figura 2. A cor verde representa os circuitos da área de 230 kV. Os circuitos de 138 kV são representados na cor amarela. Finalmente, a cor vermelha indica a rede de 69 kV.

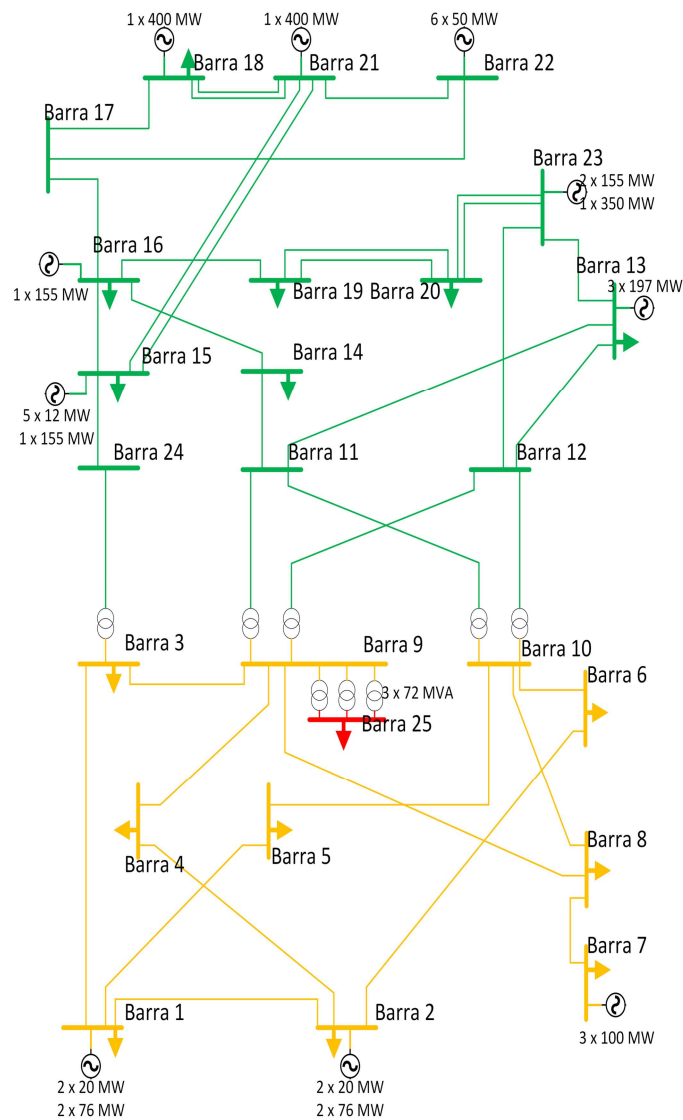


Figura 2 – IEEE-RTS modificado.

3.2 Subestação

Analisou-se a Barra 9, considerando-se a configuração barra dupla, com disjuntor simples a 4 chaves. Os *bays* foram distribuídos de forma proporcional entre as barras, de maneira a minimizar as consequências de contingências que retiram uma barra de operação. A configuração dos *bays* é apresentada na Figura 3, onde as chaves que operam normalmente abertas são indicadas pela letra “A”.

Os dados de confiabilidade devem ser obtidos a partir do histórico de operação dos equipamentos e das ações de manutenção e manobra realizadas na subestação. Neste artigo, foram utilizados os parâmetros disponíveis em [5]. Assim, λ_a representa a taxa de falhas ativas, dada em falhas/ano; λ_p representa a taxa de falhas passivas em falhas/ano; t_s representa o tempo médio de manobra em horas; t_r é o tempo médio de reparo em horas; λ_m é a taxa de manutenção em vezes/ano, e; t_m é o tempo médio de manutenção. A Tabela 1 apresenta os valores numéricos dos referidos parâmetros.

TABELA 1 - DADOS DE CONFIABILIDADE DOS COMPONENTES.

Equip.	λ_a [f/a]	λ_p [f/a]	t_s [h]	t_r [h]	λ_m [v/a]	t_m [h]
Disjuntor	0,0516	0,0106	1,00	15,04	0,20	8,00
Chave	0,0059	-	2,00	24,96	-	-
Barra	0,0054	-	2,00	19,99	-	-

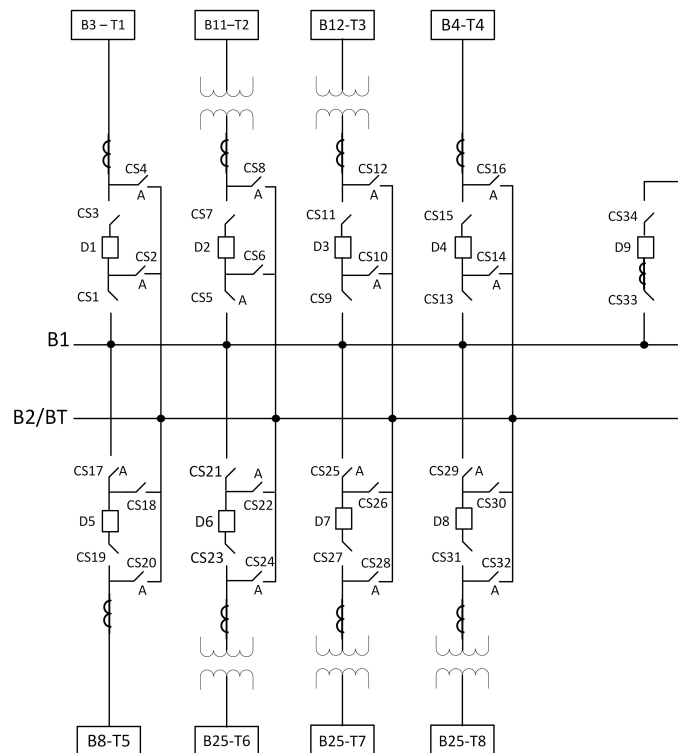


Figura 3 – Configuração da Barra 9.

3.3 Sistema reduzido

O sistema equivalente foi obtido pelo ORGANON, que possui a funcionalidade de identificar automaticamente as barras a serem retidas por meio de uma análise de sensibilidade. Contudo, como se trata de um sistema de pequeno porte, optou-se por escolher manualmente as barras a serem retidas. Deste modo, como área interna especificou-se a Barra 9. Como barras de fronteira, foram definidas todas aquelas na primeira vizinhança da Barra 9 (i.e., 3, 4, 8, 11, 12 e 25) e a Barra 13, admitida como barra *swing*. O restante da rede foi considerado área externa e suprimido pelo equivalente. Os dados elétricos do sistema podem ser acessados em [2].

Na redução por “recorte simples”, foram mantidas apenas a Barra 9 e a primeira vizinhança. O fluxo de potência do sistema original foi obtido por meio do ANAREDE. São de interesse para o recorte, apenas o fluxo nos ramos que ligam as barras de fronteira com as barras da área externa.

3.4 Resultados das simulações

Os resultados da simulação de falhas da subestação foram obtidos considerando-se os eventos que retiram ao menos uma barra de operação. Os outros critérios e restrições seguem as premissas apresentadas na Seção 2.1.

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos nesta análise.

TABELA 2 – ESTADOS DE FALHA DA SUBESTAÇÃO.

Terminais Perdidos	Estado	Frequência (f/a)	Indisponibilidade (h/a)	Duração Média (horas)	Probabilidade
T1, T3, T4 e T6	CS (PF)	0,241300	0,276200	1,1446	3,152968 E-05
T2, T5, T7 e T8	CS (PF)	0,241300	0,276200	1,1446	3,152968 E-05
Todos	CS (PF)	0,051600	0,051600	1,0000	5,890411 E-06
Todos	CD D (PF)	0,001274	0,001159	0,9096	1,323226 E-07
Todos	CD B/CS (PM)	0,000160	0,001157	7,1971	1,321281 E-07

Os terminais 1-3-4-6 estão conectados à Barra 1, enquanto os demais estão conectados à Barra 2. Sobre a terminologia utilizada na Tabela 2, tem-se que:

- CS indica evento de contingência simples;
- CD D indica contingência dupla, com a segunda contingência sendo falha ativa em disjuntor;
- CD B/CS indica contingência dupla, com a segunda contingência sendo falha ativa em barra ou chave;
- PF representa que a subestação opera no estado pós-falha, e;
- PM representa que a subestação operar no estado pós-manobra.

Embora os últimos 3 casos da Tabela 2 acarretem igualmente a saída total da subestação, a probabilidade e duração destes eventos destoam de maneira significativa, e por isso optou-se por apresentá-los separadamente. A contingência mais crítica ao sistema é a contingência dupla sendo a segunda contingência representada por uma falha ativa na barra ou chave seccionadora. Isto ocorre, porque tais equipamentos não permitem manobra, como é o caso do disjuntor. Desta forma, a subestação fica inoperante por um período de tempo relativamente longo.

As simulações de corte de carga foram realizadas através do FLUPOT, mantendo-se as condições da Seção 2.3, para as três representações consideradas: sistema completo, equivalente estático, e “recorte simples”. Os resultados são apresentados na Tabela 3. Para os estados operativos descritos na Tabela 2 (estados degradados da SE), são realizadas simulações com o FLUPOT, que através de processo de otimização verifica os montantes mínimos de corte de carga que devem ocorrer no sistema para que ele opere dentro de seus limites nominais. Os resultados representam os efeitos que as falhas ocorridas na subestação acarretam ao sistema elétrico.

TABELA 3 – CORTES DE CARGA DOS SISTEMAS: COMPLETO, EQUIVALENTE E RECORTADO.

Sistema simulado	Corte de Carga - MW			
	Subestação sem contingência	Barra 1 fora de operação	Barra 2 fora de operação	Subestação fora de operação
Completo	0,00	0,00	79,52	175,00
Equivalente Estático	0,00	4,08	80,08	175,00
“Recorte Simples”	0,00	35,50	115,71	246,50

3.5 Índices de confiabilidade e comparação entre sistemas

Considerando os resultados mostrados nas Tabelas 2 e 3, foram obtidos os índices *EENS* e *LOLE* a partir de (1) e (2), sendo apresentados na Tabela 4.

TABELA 4 - INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Representação	<i>LOLE</i> (h/a)	<i>EENS</i> (MWh/ano)	Erro na <i>LOLE</i> %	Erro na <i>EENS</i> %
Completo	0,3301	31,40	-	-
Equivalente Estático	0,6063	32,68	83,7	4,1
"Recorte Simples"	0,6063	55,05	83,7	75,3

A princípio, é possível observar uma grande diferença no índice *LOLE* dos sistemas reduzidos, quando comparados ao sistema completo. Isto ocorre porque este índice é sensível a cortes de carga de qualquer magnitude. O sistema reduzido obteve um corte de aproximadamente 4 MW durante a saída da Barra 1, e o sistema completo não obteve corte algum. Este é o motivo para que a *LOLE* no sistema reduzido tenha sido quase 2 vezes superior à *LOLE* do sistema completo. A sensibilidade do indicador *LOLE* de maneira geral não é proveitosa para a avaliação de confiabilidade da subestação, podendo fornecer uma falsa impressão de extrema vulnerabilidade. Uma proposta para amenizar a sensibilidade do indicador, é aplicar um limite inferior para os cortes de cargas a serem considerados no cálculo do indicador, de acordo com o porte do sistema. Desta forma, cortes considerados desprezíveis não irão interferir no cálculo da *LOLE*. A *LOLE* é um indicador "cego" em relação aos montantes de corte de carga, "enxerga" apenas se houve corte ou não, diferentemente do indicador *EENS*.

O índice *EENS* pondera os montantes de corte de carga de acordo com sua respectiva probabilidade, e, portanto, cortes insignificantes, como o caso da saída da Barra 1 no sistema reduzido, têm pouca influência no mesmo. Isto torna a *EENS* um índice mais robusto, sendo, portanto, mais recomendado para a avaliação de confiabilidade de subestações.

O sistema reduzido com equivalente estático apresenta *EENS* muito próxima à obtida com o sistema completo. Este resultado ocorreu porque os cortes de carga foram semelhantes em ambos os sistemas (completo e reduzido). Os índices do sistema recortado apontam grande discrepância, porém, os cortes são mais fáceis de serem obtidos, não havendo necessidade de um engenheiro com conhecimento e experiência para convergir um programa de fluxo de potência ótimo. Portanto, apesar da facilidade, pode não ser uma alternativa adequada para se tomar uma decisão final a respeito da confiabilidade do sistema. Dependerá do "recorte" realizado.

Aqui, é necessário um esclarecimento. Ao se realizar a redução da rede através de um equivalente estático, os efeitos da rede completa são preservados, mesmo que a redução seja grande e resulte em um sistema reduzido muito pequeno. No caso da redução da rede através de um "recorte" simples, um sistema muito reduzido (por exemplo, limitado à primeira vizinhança da subestação em análise) pode resultar em maior discrepância de cortes de cargas, como foi o caso neste trabalho. A solução, ao se empregar o "recorte" seria criar um sistema reduzido cujas fronteiras sejam mais afastadas da subestação em análise como, por exemplo, manter até a terceira vizinhança da subestação. Este procedimento produziria um melhor resultado nos indicadores de confiabilidade e ainda, o sistema reduzido seria pequeno o suficiente para a utilização viável do FLUPOT.

3.6 Avaliação pela Metodologia Clássica

Como já mencionado, esta metodologia isola a subestação do sistema e se baseia na avaliação da perda de continuidade entre os terminais fontes e os terminais de cargas. Considera-se terminal de carga todo aquele que possui fluxo de potência saindo da subestação. No caso da Barra 9, o estudo de fluxo potência mostra que os terminais de carga são T4, T5, T6, T7 e T8. Os indicadores de probabilidade, duração, indisponibilidade e o índice *MTBF* destes terminais são apresentados na Tabela 5.

TABELA 5 - RESULTADOS PELA METODOLOGIA CLÁSSICA.

Terminal	Frequência (f/a)	Indisponibilidade (h/a)	Duração (horas)	Probabilidade	<i>MTBF</i> (anos)
T6, T7 e T8	0,0530	0,0539	1,02	6,15486E-06	18,86
T4	0,3002	0,3419	1,14	3,90316E-05	3,33
T5	0,3002	0,3419	1,14	3,90316E-05	3,33

A metodologia apresenta limitações quando aplicada à avaliação de confiabilidade de subestações de transmissão e, a seguir são apresentadas três grandes limitações que distorcem completamente análise de confiabilidade:

- No método clássico basta que um nó fonte permaneça conectado ao nó carga para que exista a continuidade e não seja computada a falha. Esta premissa é irreal em subestações de sistema de transmissão, pois, em geral, há restrição de transferência de potência na subestação, que caracteriza uma perda parcial de continuidade. Portanto, neste caso, devem ser considerados os eventos que provocam perda total de continuidade, bem como aqueles (ao menos os principais) que provocam perda parcial de continuidade;
- Os eventos de falhas que provocam saídas múltiplas e simultâneas não são computados. A metodologia provoca um “*desacoplamento*” da configuração da SE, como se uma falha em uma das barras com desligamento dos terminais a ela ligados não existisse. Estas contingências são utilizadas apenas para o cálculo de indicadores individuais em cada terminal, o que distorce a análise de confiabilidade da subestação. Na realidade, na grande maioria das vezes, a saída forçada (falha) de apenas um terminal em uma SE tem baixo impacto no sistema elétrico e, no entanto os eventos que geram saídas múltiplas podem provocar grandes distúrbios e não são consideradas na metodologia clássica;
- A obtenção de indicadores individuais para cada terminal dificulta a comparação entre diferentes configurações de barra, dado que não há um “número” que indica o desempenho de uma configuração quando comparado a outra.

Se a opção for analisar a confiabilidade da subestação de modo isolado (separada do sistema), pode-se adotar um indicador formado pela soma ponderada do número de terminais perdidos pelas probabilidades dos eventos de falha, semelhante ao realizado para o *EENS*. Este “número”, embora não represente a metodologia sistêmica seria muito mais realista do que o emprego da metodologia clássica em subestação de transmissão.

4.0 - CONCLUSÕES

Considerando o exposto neste trabalho, sem a pretensão de esgotar o tema, destacam-se as seguintes conclusões:

- A metodologia clássica não deveria ser empregada para análise de confiabilidade de subestações da transmissão;
- A metodologia sistêmica com a rede reduzida por equivalente estático de rede pode ser empregada, pois mantém boa precisão em relação à rede original, resultando em indicadores muito próximos, além de muito facilitar a utilização do programa de otimização FLUPOT do CEPEL;
- A metodologia sistêmica com a rede reduzida por “recorte” simples poderia ser empregada com alguma perda de precisão, desde que a vizinhança em relação à subestação em análise seja ampliada, resultando em sistema reduzido maior do que o do caso anterior.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Falcão, M. Lacorte, C. Puga, "Comparativo Entre Arranjos BD4/BD3 e Tecnologias AIS/MTS para Subestação Manoel da Nóbrega 230/138 kV - 450 MVA e 230/88 kV - 225 MVA," XXIV SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, PR, Out. 2017.
- [2] IEEE APM Sub., "IEEE Reliability Test System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, pp. 2047-2054, Nov/Dec. 1979.
- [3] R. Billinton e R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems", Pitman Advanced Publishing Program, 1983, (2nd Edition, New York, Plenum Press, 1992).
- [4] D. S. Arentz, "Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência", Dissertação de Mestrado, UFF, 2001.
- [5] A. Violin, "Avaliação da Confiabilidade de Subestações Baseada nos Desempenhos Estático e Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência", Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, UNIFEI, 2014.
- [6] A. Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica" - Ed. Edgard Blucher Ltda. - 1983.
- [7] ORGANON, "User Guide", Versão 9.4, HPPA, 2018.
- [8] Manual do usuário do Programa ANAREDE, CEPEL, 2015.
- [9] Manual do usuário do Programa FLUPOT, Versão 07.02.00, CEPEL, 2008.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Airton Violin nasceu em Dracena, SP em 1956. Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI em 1982, 2003 e 2014, respectivamente. É professor do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da UNIFEI desde 2014.

João Guilherme de Carvalho Costa nasceu em Pouso Alegre, MG, em 1975. Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI em 1998, 2000 e 2003, respectivamente. É professor do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da UNIFEI desde 2004.

Zulmar S. Machado Jr é graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF (1996), Mestre em Engenharia de Sistemas e Computação (2001) e Doutor em Engenharia Elétrica (2005), ambos pela COPPE-UFRJ. Atualmente, é Professor Associado do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Coordenador do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos, Coordenador do Grupo de Engenharia de Sistemas na UNIFEI e IEEE Member.

João Bosco da Silva Júnior nasceu em Três Pontas, MG, em 1996. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, 2018. Mestrando em Sistemas Elétricos de Potência pela UNIFEI.

Eduardo Ribeiro Prado nasceu em Lambari, MG, Brasil, em 1994. Graduou-se em EE pela UNIFEI em 2018. Fez estágio na SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, atualmente trabalha no Tribunal de Justiça de Minas Gerais.