



SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GAT-20
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

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

AValiação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica

Agnelo M. Cassula*
Unesp / FE-G

Armando M. Leite da Silva
UNIFEI / GESis

Cleber E. Sacramento
CEMIG

Luiz A. F. Manso
UFSJ / DEPEL

RESUMO

Este artigo apresenta uma metodologia para a avaliação *preditiva* da confiabilidade de sistemas de distribuição, considerando as falhas oriundas dos sistemas de geração e transmissão. O algoritmo desenvolvido baseia-se na simulação *Monte Carlo Cronológica* e na teoria dos *Conjuntos Mínimos de Corte*. Neste caso, é possível tanto determinar a distribuição de probabilidades dos índices de confiabilidade, como identificar os equipamentos que exercem maior influência na confiabilidade do sistema. Para a aplicação do algoritmo proposto em redes típicas de distribuição, que possuem uma *malha* complexa, foi desenvolvido um método que decompõe o sistema original em subsistemas menores. Com o intuito de recriar situações próximas da realidade operativa dos sistemas, o modelo inclui restrições de transferência de carga devidas às limitações da capacidade dos equipamentos. Para a descrição do método proposto foi utilizado um sistema teste padrão. Os resultados obtidos para um sistema de distribuição típico da CEMIG são apresentados e discutidos.

PALAVRAS-CHAVE

Sistemas NH3. Valor da confiabilidade. Confiabilidade em sistemas de distribuição. Confiabilidade integrada.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com a reestruturação do setor elétrico, as empresas se tornaram mais competitivas, necessitando, portanto, de métodos de avaliação mais eficazes, que permitam estimar com precisão os riscos assumidos ao se utilizar uma determinada configuração do sistema e, deste modo, otimizar os investimentos realizados. A necessidade destas análises se tornou mais evidente com a

entrada em vigor da Resolução 024 da ANEEL (1), que estabeleceu metas de continuidade a serem cumpridas e as empresas passaram a receber penalidades pelo não-cumprimento destas metas.

A avaliação de um sistema de potência como um todo, incluindo geração, transmissão e distribuição (NH3), é uma tarefa que vem sendo perseguida ao longo dos últimos anos (2, 3). Entretanto, por ser uma análise complexa, a grande maioria dos estudos de confiabilidade é realizada separadamente por zonas funcionais, i.e.: geração, transmissão, sistemas compostos (geração e transmissão – G&T) e distribuição. Neste trabalho, será apresentada uma metodologia que incorpora à análise do sistema de distribuição o déficit de potência originado por falhas nos sistemas de geração e transmissão. Portanto, será realizada uma avaliação integrada (geração, transmissão e distribuição) da confiabilidade, que permitirá obter uma informação mais detalhada sobre a causa das falhas experimentadas pelos consumidores e, assim, atribuir responsabilidades entre as zonas funcionais.

As técnicas utilizadas na avaliação de sistemas de potência podem ser divididas em duas categorias principais: métodos de enumeração de estados (ou analíticos) e métodos de simulação Monte Carlo (SMC). As técnicas analíticas foram amplamente desenvolvidas e têm sido utilizadas em aplicações práticas por várias décadas. Entretanto, este método é normalmente utilizado para avaliar apenas valores médios, e não fornecem nenhuma informação sobre a dispersão dos possíveis valores dos índices. Através do método SMC cronológico é possível obter as distribuições empíricas de probabilidade, que fornecem uma representação detalhada da variação dos índices e informações importantes sobre os riscos envolvidos.

* Av. Ariberto Pereira da Cunha, 333 - CEP 12516-410 - Guaratinguetá - SP - BRASIL
Tel.: (012) 525-2800 r. 1806 - Fax: (012) 525-2466 - E-MAIL: agnelo@feg.unesp.br

A finalidade das ferramentas computacionais é recriar situações próximas da realidade operativa dos sistemas, incluindo com precisão os aspectos mais relevantes dos sistemas de proteção. Uma característica muito comum encontrada na prática é a restrição de transferência de carga devido à capacidade dos equipamentos envolvidos (4, 5). A maioria dos algoritmos que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição, apenas utilizam o critério da continuidade, não considerando nenhuma restrição técnica, como carregamento e tensão. Neste artigo será utilizado um modelo que é capaz de incluir o efeito da restrição de transferência de carga nos sistemas de distribuição.

2.0 - MÉTODO DA DECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS

Devido à dimensão e complexidade da malha de conectividade das redes de distribuição, em muitos casos a capacidade de memória computacional é insuficiente e, em outros, o tempo de processamento fica muito elevado. Para solucionar este problema e viabilizar a utilização do programa de confiabilidade, será utilizado um método que decompõe o sistema de distribuição em vários subsistemas menores (5), sem que ocorra prejuízo para os resultados finais.

Inicialmente, é necessário identificar os alimentadores principais do sistema. No caso do sistema teste utilizado para ilustrar o método proposto, o IEEE-RBTS Barra 2 (6), mostrado na Figura 1, pode-se observar claramente os quatro alimentadores principais (assinalados em tracejado), e denominados de Ramal 1 a 4. Em sistemas complexos, esta identificação visual dos alimentadores pode não ser trivial.

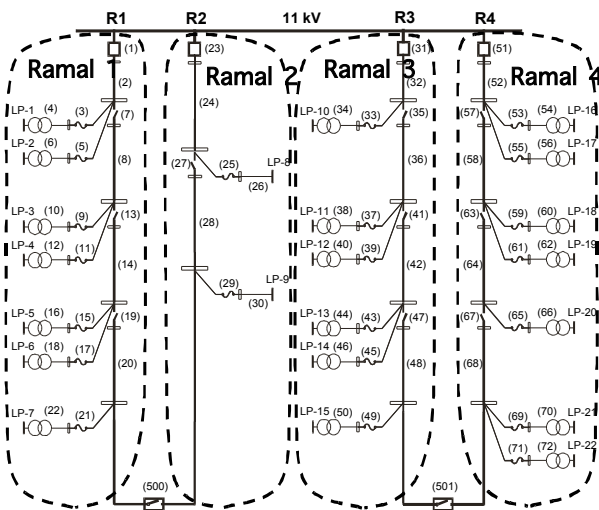


FIGURA 1 – SISTEMA TESTE IEEE-RBTS BARRA 2

Em condições normais de operação, os quatro alimentadores da Figura 1 trabalham de maneira independente. Um alimentador somente sofrerá interferência de outro, no caso de existir uma contingência para a qual seja necessário o fechamento de chaves normalmente abertas (N/A's). Nesta situação, alguns consumidores de um ramal serão alimentados por um outro ramal.

A metodologia proposta consiste em desconectar cada alimentador dos demais. Para tal, as chaves N/A's que interligam os ramos serão substituídas por fontes fictícias conectadas através de componentes N/A's. Esta nova configuração pode ser visualizada na Figura 2, que representa os ramos individualizados.

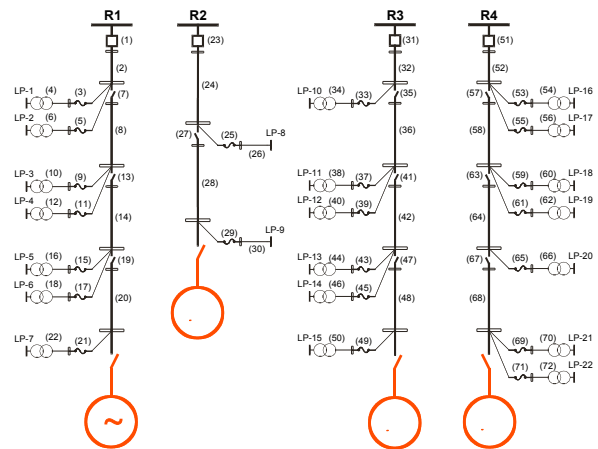


FIGURA 2 – SISTEMA TESTE IEEE-RBTS BARRA 2 DECOMPOSTO POR ALIMENTADOR

O método de decomposição foi testado em vários sistemas, testes e reais, e os resultados obtidos foram satisfatórios, não acarretando prejuízo para o valor final dos índices de confiabilidade.

3.0 - RESTRIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CARGA

A falha de um componente do sistema elétrico provoca a abertura de um dispositivo de proteção, com o objetivo de restringir a abrangência e a gravidade do defeito sobre os demais componentes. A atuação da proteção geralmente provoca a interrupção do fornecimento de energia elétrica nos pontos de carga posteriores ao dispositivo de proteção. Se existir pontos de interligação que possam alimentar parte das cargas interrompidas durante o tempo de reparo do componente defeituoso, este componente é isolado; o componente defeituoso fica entre pelo menos dois dispositivos abertos.

Através do fechamento de chaves N/A's, transfere-se as cargas interrompidas que estão fora da área isolada, para um outro alimentador do sistema. A grande maioria dos programas computacionais que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição, utilizam o critério da continuidade como hipótese básica (2, 4). Este critério baseia-se apenas na existência de caminhos que possibilitem atender um determinado ponto de carga, não considerando nenhuma restrição técnica, como carregamento e tensão. Entretanto, dos diversos aspectos técnicos a serem considerados, o que pode provocar os maiores e mais imediatos impactos é o limite de carregamento. A desconexão da capacidade máxima de transferência pode acarretar problemas ainda maiores, como a interrupção de um número maior de cargas e/ou a queima de equipamentos.

Para determinar a influência da restrição de transferência de carga na avaliação da confiabilidade, inicialmente o algoritmo desenvolvido identifica os pontos de carga que serão transferidos para um outro alimentador. Neste momento, é comparada a carga total a ser transferida com a capacidade máxima de transferência (determinada pelo equipamento que possuir o menor limite de carregamento). Caso a carga total a ser transferida seja inferior à soma das capacidades dos pontos de interligação, toda esta carga poderá ser atendida pelos outros alimentadores. Nesta situação, será computado apenas o tempo de chaveamento para estes pontos de carga, no cálculo dos índices de confiabilidade.

Por outro lado, caso a capacidade total das chaves N/A's não suporte toda transferência dos pontos de carga, é realizada uma busca para verificar a existência de seccionadoras que limitem a potência a ser transferida. A seccionadora mais próxima do defeito é acionada, e determinam-se quais os pontos de carga permanecem fora da área isolada. Verifica-se novamente se a carga total dos pontos de carga remanescentes é inferior à capacidade máxima de transferência. Caso afirmativo, realiza-se a transferência e, para os pontos de carga que foram incluídos na área isolada, será computado nos índices de confiabilidade o *tempo de reparo*, e para os que foram transferidos para outros alimentadores, será computado o *tempo de chaveamento*. Caso não seja possível realizar a transferência, deve-se seguir no sentido do ponto de interligação até encontrar uma outra seccionadora, e repetir o procedimento.

4.0 - AVALIAÇÃO NH3 DA CONFIABILIDADE

A avaliação *integrada* da confiabilidade de um sistema elétrico, incluindo geração, transmissão e distribuição (NH3), é uma importante meta para o planejamento e operação de sistemas de potência (2-4).

Neste trabalho, será apresentada uma metodologia capaz de realizar uma avaliação NH3 da confiabilidade, através da simulação Monte Carlo cronológica. Com esta análise, serão obtidas informações mais detalhadas e precisa dos índices de confiabilidade através das distribuições de probabilidade correspondentes. Portanto, será possível identificar onde o sistema se encontra mais vulnerável, para que se possa definir responsabilidades e otimizar a alocação dos recursos.

Inicialmente, em uma avaliação NH3 cronológica é necessário obter séries *sintetizadas* das falhas de G&T na barra onde se encontra conectado o sistema de distribuição. Portanto, é essencial a utilização de um programa computacional capaz de realizar uma avaliação NH2 cronológica. Neste trabalho, todos os resultados relacionados com o NH2 foram obtidos através do programa *REAL – Reliability Analysis* (7). No *histórico simulado* das falhas de G&T, é possível obter a potência do corte de carga (CC_{GT}) e os instantes, inicial (T_i) e final (T_f), da falha.

A integração dos sistemas de geração e transmissão com o sistema de distribuição necessita de um algoritmo sofisticado e eficiente. As falhas ocorridas em

G&T possuem características particulares, que são variações na potência do corte de carga dentro de uma mesma falha, denominados de *aprofundamentos* (9). Portanto, existe uma dependência temporal nos cortes de carga.

Na Tabela 1 está reproduzida uma pequena parcela de um *histórico simulado* de falhas de G&T.

TABELA 1 – HISTÓRICO DAS FALHAS DE G&T:
POTÊNCIA INTERROMPIDA

CC_{GT} [MW]	Tempo [horas]	$\%C_{PICO}$ [%]
3,26	512,67	88,34
4,52	513,00	89,27
3,26	515,00	88,34
0,00	516,93	88,34
3,63	928,00	95,04
13,09	928,67	95,04
14,41	929,00	96,00
4,94	929,22	96,00
0,00	931,00	92,16
N	N	N

Pode-se observar que no instante 512,67 horas ocorreu uma falha de G&T, que acarretou um corte de carga (CC_{GT}) de 3,26 MW no sistema de distribuição. Em seguida, no instante 513,00 horas, o corte de carga devido a esta mesma falha foi *aprofundado*, passando de 3,26 MW para 4,52 MW. Ainda na mesma falha de G&T, ocorreu um alívio de carga no instante 515,00 horas, e o corte passou de 4,52 MW para 3,26 MW. Finalmente, esta falha de G&T se extinguiu totalmente no instante 516,93 horas.

De posse do histórico das falhas de G&T, o próximo passo é compatibilizar o tamanho (potência) do corte de carga a ser efetuado com a potência dos alimentadores do sistema de distribuição, bem como com a política de corte de carga que será adotada na retirada dos alimentadores. Este procedimento está descrito em (3). Para demonstrar como pode ser realizada esta compatibilização, será utilizado o sistema IEEE-RBTS Barra 2 (6). A potência dos ramais e a política de corte de carga estão descritas na Tabela 2.

TABELA 2 – POTÊNCIA DOS RAMAIS E POLÍTICA DE CORTE DE CARGA

Ramal	[MW]	C. C. devido à G&T	Desconecta o Ramal
R1	5,934	$0 < CC_{GT} \leq 5,934$	R1
R2	3,500	$5,934 < CC_{GT} \leq 9,434$	R1 + R2
R3	5,057	$9,434 < CC_{GT} \leq 14,491$	R1 + R2 + R3
R4	5,509	$14,491 < CC_{GT} \leq 20,000$	R1 + R2 + R3 + R4

Neste processo será construído um novo histórico de falhas, também cronológico, que agrupa em uma única falha as transições dos cortes de carga de G&T, cujas potências desligam o mesmo ramal. Com o histórico original das falhas de G&T fornecido na Tabela 1 e as potências dos ramais, juntamente com a política de corte de carga do sistema de distribuição, apresentadas na Tabela 2, é possível construir este novo histórico, o qual é exibido na Tabela 3.

TABELA 3 – HISTÓRICO DAS FALHAS DE G&T: RAMAIS DESLIGADOS

Nº da Falha	Qtde Ramais Desligados	T inicial [horas]	T final [horas]
1	1	512,67	516,93
2	1	928,00	928,67
3	3	928,67	929,00
4	4	929,00	929,22
5	1	929,22	931,00
6	2	1.409,13	1.411,00
7	1	1.411,00	1.412,00
8	1	1.432,00	1.434,08
N	N	N	N

O novo histórico de falhas de G&T, apresentando os ramais desligados, é melhor visualizado através da Figura 3, onde os tempos inicial e final de cada falha são os apresentados na Tabela 3.

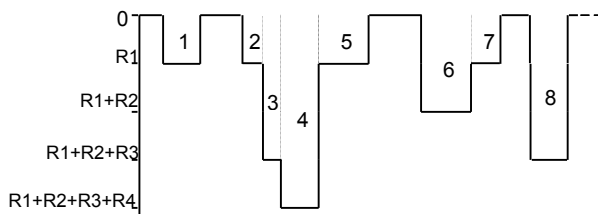


FIGURA 3 – FALHAS G&T APLICADAS AOS RAMAIS

Ao considerar o histórico apresentado na Figura 3, observa-se que as falhas tornaram-se independentes. Existem eventos que são aprofundamentos de carga e, portanto, fazem parte de uma mesma falha. Neste caso, deve ser verificada a *continuidade* da falha, para que uma única falha não seja computada mais de uma vez para determinados pontos de carga. No histórico apresentado na Tabela 3, pode-se verificar que as falhas 2, 3, 4 e 5, da Figura 3, constituem uma única falha. Caso as falhas fossem consideradas independentes, seriam computadas 4 falhas para o Ramal 1 (falhas 2, 3, 4 e 5), 2 falhas para o Ramal 2 (falhas 3 e 4), 2 falhas para o Ramal 3 (falhas 3 e 4) e 1 falha para o Ramal 4 (falha 4). No entanto, o correto é computar apenas uma única falha para cada ramal, pois quando a falha 3 ocorre, os consumidores conectados ao ramal 1 já se encontram interrompidos devido à falha 2. Situações similares ocorrem para as falhas 3, 4 e 5.

Em relação à duração da interrupção percebida em cada ramal, deve-se somar o tempo das falhas que desconectam cada um dos ramais. Como está sendo considerado a retirada acumulativa dos ramais, a retirada do Ramal 2 implica na retirada do Ramal 1, a retirada do Ramal 3, também desconecta os Ramais 1 e 2, e assim sucessivamente, como mostra a Tabela 2. No caso da falha de G&T que compreende as falhas 2, 3, 4 e 5 da Figura 3, o tempo de interrupção percebido pelos pontos de carga pertencentes ao Ramal 1 é a soma da duração das falhas 2, 3, 4 e 5. Para os pontos de carga conectados aos Ramais 2 e 3, a duração da interrupção será a soma dos tempos das falhas 3 e 4.

Por último, os pontos de carga pertencentes ao Ramal 4 ficarão interrompidos somente durante a duração da falha 4.

Para se realizar efetivamente uma análise NH3, é necessário incluir as falhas oriundas dos sistemas de geração e transmissão na análise do sistema de distribuição. Inicialmente, deve-se verificar se houve superposição entre falhas ocorridas no sistema G&T e no sistema de distribuição. Caso não ocorra superposição, computa-se uma falha a mais para os pontos de carga pertencentes aos ramais que serão desconectados devido à falha de G&T e adiciona-se o tempo total da falha de G&T para estes pontos de carga.

No caso de haver superposição, computa-se uma única falha, pois os pontos de carga serão interrompidos devido a primeira contingência e, ao ocorrer a segunda, estes pontos de carga já estarão desenergizados. Em relação à duração da falha, deve-se observar a política a ser adotada, que pode ser: i) o tempo inicial será o instante da ocorrência da primeira falha, e para o tempo final deve-se verificar qual das duas falhas irá se extinguir por último; ii) a duração da interrupção será a soma dos tempos das duas falhas.

5.0 - APLICAÇÃO EM UM SISTEMA REAL

O sistema escolhido foi o da cidade de Papagaios, que ocupa uma área de 556 km² e fica no Oeste de Minas Gerais. Este sistema é considerado de médio porte, pois possui 148 ramais e 61 pontos de carga, distribuídos em quatro alimentadores principais. A sua topologia pode ser visualizada através da Figura 4 (8).

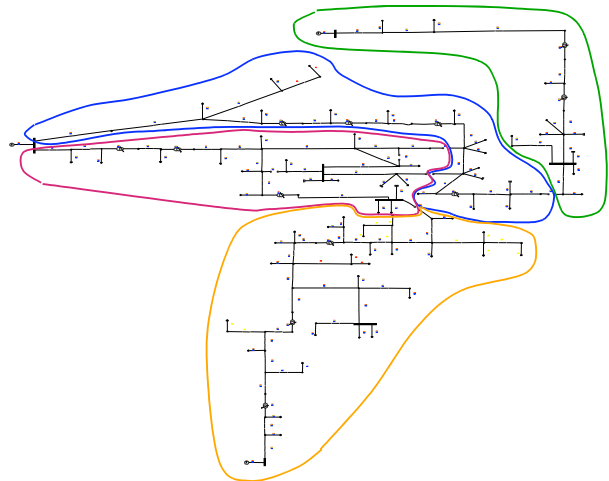


FIGURA 4 – SISTEMA ELÉTRICO DE PAPAGAIOS

Para o sistema de geração e transmissão utilizou-se uma configuração reduzida do sistema Sul/Sudeste brasileiro, composta por 421 barras e 695 circuitos (9). A capacidade instalada e o pico de carga são aproximadamente iguais a 46 GW e 41 GW, respectivamente. Para representar o comportamento da carga, nas cinco áreas (Minas, São Paulo, Rio, Sul e Centro), são utilizadas 5 curvas de carga com 8736 pontos horários.

Obviamente, a curva de carga da área Minas foi utilizada na análise NH3 do sistema de Papagaios, o qual está conectado às barras Pompéu-2, Pitangui-2 e Pará de Minas-1. Os dados referentes ao sistema de distribuição da cidade de Papagaios foram fornecidos pela CEMIG – Cia. Energética de Minas Gerais (8).

Para obter o histórico cronológico das falhas de G&T, utilizou-se o programa computacional *REAL – Reliability Analysis* (7). Foi produzido um *histórico* correspondendo a 500 séries sintéticas anuais de operação do sistema G&T. Ajustado à política de corte de carga e à potência dos ramais do sistema de distribuição, este histórico foi utilizado para a análise NH3 da confiabilidade do sistema Papagaios, através da simulação Monte Carlo cronológica.

A Tabela 4 exibe os índices de confiabilidade para os pontos de carga LP-3, LP-18, LP-30 e LP-35, que pertencem aos alimentadores 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Os valores apresentados consideram os índices FIC (falhas/ano), DIC (horas/ano) e EENS (kWh/ano). A Tabela 5 apresenta os índices de sistema: FEC (falhas/consumidor_ano), DEC (horas/consumidor_ano) e EENS (kWh/ano) (1). Os índices foram desagregados em suas zonas funcionais (G&T e Distribuição) para melhor verificar a influência que cada sistema exerce na formação do índice global.

TABELA 4 – ÍNDICES DESAGREGADOS PARA OS PONTOS DE CARGA

	SISTEMA	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	EENS [kWh/ano]
LP-3	G&T	9,5320	9,4411	733,13
	Distrib.	17,6510	20,6050	1.593,82
	NH3	27,1534	30,4277	2.355,66
LP-18	G&T	9,4660	9,3679	697,16
	Distrib.	29,4776	31,6462	2.352,07
	NH3	38,8776	43,2756	3.217,17
LP-30	G&T	20,9680	20,7664	4.508,89
	Distrib.	16,8960	25,8229	5.614,66
	NH3	37,7844	46,4904	10.101,94
LP-35	G&T	0,1140	0,0908	2,03
	Distrib.	29,8704	21,0126	390,36
	NH3	29,9838	21,1033	392,39

TABELA 5 – ÍNDICES DESAGREGADOS PARA O SISTEMA

SISTEMA	FEC [falhas/cons_ano]	DEC [horas/cons_ano]	EENS [kWh/ano]
G&T	8,6894	8,5867	98.125,82
Distrib.	24,6159	26,7401	300.773,76
NH3	33,3011	35,8860	405.248,87

Entretanto, a maior contribuição da metodologia proposta consiste na sua capacidade de fornecer, além do valor médio, a distribuição de probabilidade dos índices de confiabilidade. Com isso, informações adicionais importantes podem ser obtidas, como, por exemplo, estimar a probabilidade de um indicador (i.e. DEC, FEC, DIC etc.) ultrapassar um valor preestabelecido. Estas informações permitem calcular o risco de exceder determinados limites, e assim estimar melhor o custo associado a uma situação específica.

As Figuras 5 e 6 estão relacionadas com o ponto de carga LP-30, e apresentam as distribuições empíricas de probabilidade obtidas para os índices FIC e DIC. Por exemplo, pode-se obter a probabilidade do índice FIC estar entre 30 e 45 falhas/ano, que neste caso é de 77,4%. Também é possível estimar a probabilidade do índice FIC ser superior a 40 falhas/ano, que é de 37,9%. O índice DIC possui uma probabilidade de 93,1% de exceder o valor de 30 horas/ano e uma probabilidade 87,0% de ser inferior a 60 horas/ano.

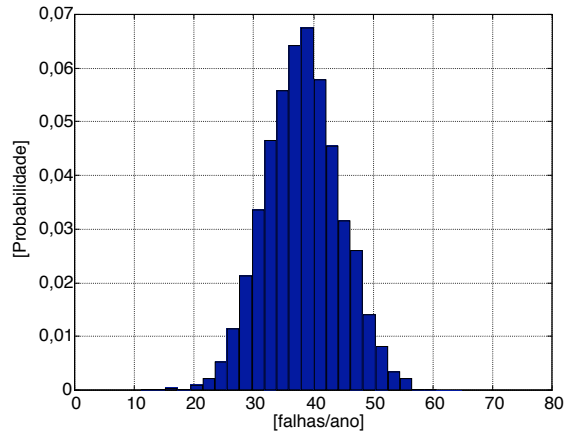


FIGURA 5 – DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DO FIC PARA O PONTO DE CARGA 30

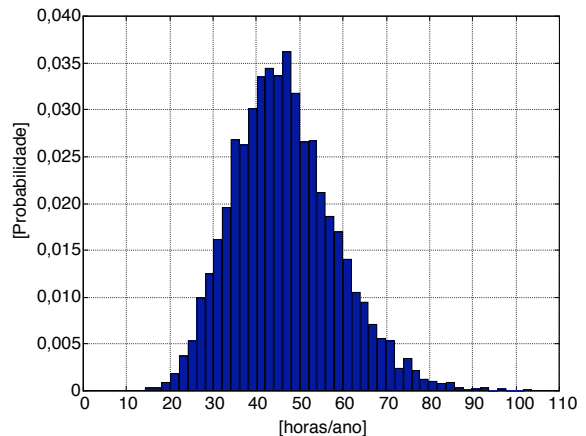


FIGURA 6 – DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DO DIC PARA O PONTO DE CARGA 30

Na Resolução 024 da ANEEL, foi estabelecido um novo índice, denominado DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (1). O índice DMIC, por se tratar de um valor máximo, em princípio somente poderá ser avaliado quando se utiliza a SMC cronológica. Este novo índice está sendo apontado pelas empresas de distribuição de energia, como o principal responsável pelas penalidades por violações de metas.

A Figura 7 apresenta a distribuição de probabilidade empírica da duração das interrupções do ponto de carga 30 (LP-30) do sistema de Papagaios. Através dos valores fornecidos por esta distribuição é possível

estimar o risco de ultrapassar o índice DMIC. Neste caso, a probabilidade de uma interrupção exceder: 15 minutos é de 79,9%; 30 minutos é de 64,8%; 1 hora é de 44,5%; 2 horas é de 24,1%; 3 horas é de 14,6%; 4 horas é de 9,4%; 5 horas é de 6,1% e 6 horas é de 3,9%.

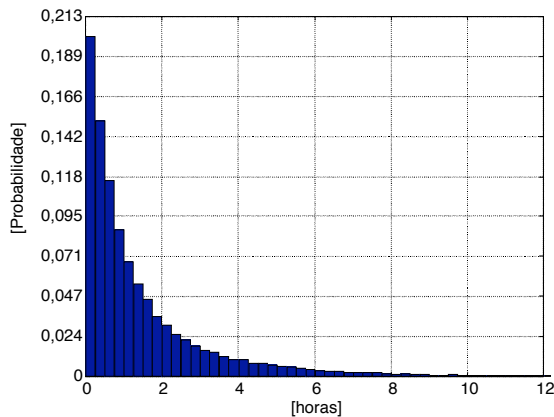


FIGURA 7 – DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DO DMIC PARA O PONTO DE CARGA 30

6.0 - CONCLUSÃO

Para aprimorar o cálculo da avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, foi desenvolvido um modelo onde se considera a restrição de transferência de carga devido à capacidade dos equipamentos envolvidos. Apesar do alto desempenho dos atuais computadores pessoais, uma avaliação através de SMC cronológica demanda um alto esforço computacional. Em casos onde o sistema é muito complexo, como os sistemas de distribuição, a capacidade de memória pode ser insuficiente, ou o tempo computacional ser muito elevado. Para solucionar este problema foi desenvolvida um método que decompõe o sistema de distribuição em vários subsistemas menores, onde as análises são realizadas.

Neste artigo foi apresentada uma metodologia capaz de realizar uma avaliação integrada da confiabilidade incluindo geração, transmissão e distribuição, através da simulação Monte Carlo cronológica. O algoritmo apresentado considera toda a dinâmica e complexidade implícita na operação dos sistemas de distribuição. Também é possível a utilização de equipamentos de proteção e fontes alternativas conectadas através de chaves N/A's. Outro aspecto importante é que o sistema de distribuição pode ser alimentado por diferentes fontes de energia. A SMC cronológica permite obter, além dos valores médios, a distribuição de probabilidade associada a cada índice. Com isso, é possível obter informações adicionais importantes, que permitem calcular o risco de exceder determinados limites.

Com esta análise, é possível obter uma informação mais detalhada e precisa dos índices de confiabilidade e seus possíveis valores. Portanto, será possível conhecer as dificuldades encontradas no transporte da energia desde a sua fonte até os consumidores finais e, assim, obter informações de onde o sistema está mais vulnerável, para que se possa definir responsabili-

dades e otimizar a alocação dos recursos. Também é possível monitorar com maior precisão o desempenho dos índices de confiabilidade, para evitar que um nível fora de padrão seja percebido de forma tardia, causando inconvenientes para os consumidores e levando as empresas a sofrerem multas por parte do órgão regulador.

Para ilustrar a metodologia proposta, foi utilizado um sistema de distribuição (D) da CEMIG, em conjunto com dados típicos do sistema de geração (G) e transmissão (T). Os resultados numéricos apresentados podem não *medir* com precisão a confiabilidade destes sistemas, nos níveis G, T & D, já que foram utilizados dados não, necessariamente, *observados*. Entretanto, tal estudo serve para mostrar, essencialmente, a potencialidade deste tipo de análise no processo de tomada de decisões no planejamento da expansão, operação e manutenção destes sistemas, tendo em vista o processo de regulamentação atual.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Eng. Amauri R. Costa de Oliveira, gerente do Depto. ST/PL da CEMIG, pelo total apoio ao projeto, bem como às instituições de amparo à pesquisa, FAPESP e CNPq (MCT).

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Resolução 024 - ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Diário Oficial da União, Jan. 2000.
- (2) Allan, R. N., Billinton, R., Breipohl, A. M. e Grigg, C. H. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 1, pp. 51-57, Feb. 1999.
- (3) Leite da Silva, A.M., Cassula, A.M., Billinton, R. e Manso, L.A.F. Integrated Reliability Evaluation of Generation, Transmission and Distribution Systems. IEE Proc. Pt. C, vol. 149, no. 1, pp. 1-6, Jan. 2002.
- (4) Billinton, R. and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. 2ndEd., Plenum Press, N.Y., 1994.
- (5) Leite da Silva, A.M., Cassula, A.M., Sacramento, C.E. Reliability Evaluation of Distribution Systems Under Load Transfer Restrictions. Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Napoli, Setembro 2002.
- (6) Allan, R.N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L. e So, K.S. A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 6, no. 2, pp. 813-820, Maio 1991.
- (7) REAL – Reliability Analysis and Maintenance for Large Power Networks, Manual Program, 2001.
- (8) Leite da Silva, A.M., Cassula, A.M. e Sacramento, C.E. Avaliação da Confiabilidade dos Sistemas de Distribuições da CEMIG”, Projeto de P&D, Relatórios 1, 2 e 3, Outubro/2001 - Março/2002.
- (9) Leite da Silva, A.M., Manso, L.A.F., Mello, J.C.O., Billinton, R., Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, no. 1, pp. 73-80, Feb. 2000.