

---

# DIMENSIONAMENTO E VALORAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE GERAÇÃO

---

**Gustavo Pérez Alvarez\***

## **Resumo**

Este artigo apresenta uma metodologia para obter uma estimativa precisa do valor da confiabilidade em sistemas de geração. A técnica permite calcular índices de custo de perda de carga (LOLC, Loss of Load Cost), que representam os prejuízos causados aos consumidores pelas interrupções de energia.

O método baseia-se na simulação seqüencial de Monte Carlo que permite representar todos os possíveis aspectos cronológicos e calcular a distribuição de probabilidade associada ao custo de perda de carga.

O índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não obtê-lo, expresso por uma probabilidade, podem ser usados no planejamento da expansão de sistemas de geração.

## **Abstract**

This paper presents a new methodology to get an exact estimate of the reliability worth in generating systems. This technique calculate loss of load (LOLC) indices that represent the damages caused to the consumers for the energy interruptions. Sequential Monte Carlo Simulation, representing all posible chonological aspects, is used to calculate the probability distribution of the LOLC index.

---

\* Professor das Escolas de Engenharia e Engenharia Elétrica da Universidade Presbiteriana Mackenzie.  
E-mail: revista.engenharia@mackenzie.com.br.

The LOLC index, expressed in dollars per year, and the risk of not getting it, expressed as a probability or percentage, can be used in the expansion planning of generating systems. Both parameters, LOLC and risk, are established a priori as targets.

# 1 INTRODUÇÃO

Muitas das atividades do mundo moderno e sua sociedade requerem um fornecimento contínuo de energia elétrica. Um sistema elétrico para poder cumprir satisfatoriamente a sua tarefa de suprir a demanda dos diferentes setores da sociedade precisa de um conjunto de componentes, como geradores, linhas de transmissão, subestações e proteções que dão segurança a todos eles. Nenhum desses componentes opera livre de falhas, ou seja, não é completamente confiável em sua operação. Se um ou mais componentes do sistema de potência falharem devido a uma perturbação inesperada, uma parte ou todos os usuários poderão sofrer interrupção de energia.

A principal preocupação de todo o setor elétrico é minimizar os impactos causados aos consumidores quando da ocorrência de uma perturbação no sistema de potência. Portanto, todas as concessionárias do setor, para poder cumprir com esse compromisso, devem fazer investimentos nos seus sistemas.

A palavra confiabilidade tem um significado muito geral. Pode-se definir como a probabilidade de um componente, sistema ou parte de um sistema desempenhar as suas funções adequadamente, durante o período de tempo previsto e sob certas condições operativas.

A confiabilidade de sistemas de potência é um conceito abrangente e não, *per se*, uma medida do desempenho esperado do sistema. É avaliada através de índices relacionados aos seus dois atributos: adequação e segurança<sup>1,2</sup>. *Adequação* é a capacidade do sistema de suprir de forma agregada os requisitos de potência e energia elétrica dos consumidores, dentro dos limites de carregamento e de tensão dos componentes, levando em consideração as saídas planejadas ou não de seus componentes. *Segurança* é a capacidade do sistema de sobreviver a distúrbios bruscos tais como perdas inesperadas de seus componentes. Note que a *capacidade de sobreviver a distúrbios bruscos* é interpretada como a capacidade de evitar a instabilidade do sistema causada por tais distúrbios.

## 2 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Claramente, a avaliação da segurança envolve cálculos de estabilidade transitória, enquanto a avaliação da adequação concentra-se nas condições de regime permanente após a ocorrência do incidente ou distúrbio, como a falha de um componente.

Quando se usa o termo segurança, deve ser lembrado que este é definido diferentemente em outros estudos em sistemas de potência.

Deve-se salientar que as avaliações da segurança envolvem análises de estabilidade transitória, enquanto a avaliação da adequação está concentrada nas condições de estado estacionário, ou seja, no estado pós-distúrbio. Portanto, a maioria dos índices avaliados é indicadora da adequação.

Na escolha da melhor alternativa de expansão, o planejamento dos sistemas de potência tem o compromisso de garantir um fornecimento econômico de energia de boa qualidade e um grau aceitável de confiabilidade. Busca-se então um sistema com investimentos e vulnerabilidade baixos.

No momento da seleção das alternativas, os objetivos anteriores entram em conflito, pois uma alta confiabilidade no atendimento da demanda representa maiores investimentos no sistema elétrico. Essa maior confiabilidade diminui as perdas no setor produtivo da economia e em geral nas diferentes atividades da sociedade, pois conseguem-se reduzir os cortes de energia. Por outro lado, os ótimos resultados alcançados com a política anterior acarretam uma maior tarifa para os usuários.

Dessa maneira, é necessário encontrar o melhor equilíbrio entre custos e confiabilidade nos sistemas elétricos. Uma possível alternativa é estabelecer critérios para os níveis de confiabilidade. Nesse caso, o plano de expansão deve minimizar o custo dos investimentos mais o valor esperado do custo de operação, e garantir que os índices atendam aos critérios estabelecidos.

O plano ótimo de expansão deve então minimizar o somatório dos custos de investimento, do valor esperado do custo da operação e das interrupções de suprimento, ou valor da confiabilidade. Neste caso, o nível de confiabilidade não é estabelecido *a priori*, mas é uma das conseqüências de um processo de equilíbrio econômico, que dependem essencialmente dos custos de interrupção<sup>4</sup>.

As técnicas usadas no passado para a determinação da confiabilidade eram baseadas em critérios puramente determinísticos e em quase todas as circunstâncias no intuito de qualificar e não quantificar o comportamento dos sistemas. É, pois, conveniente desenvolver e utilizar métodos de análise que reconheçam as características de incerteza associadas a certas condições e grandezas, e que possam satisfatoriamente quantificar em valores ou índices para eliminar possíveis ambigüidades.

O ponto fraco dos critérios determinísticos para avaliação da confiabilidade é que eles não refletem a natureza probabilística ou aleatória do comportamento dos sistemas, da demanda dos usuários e falha dos seus componentes. Para enfrentar todas essas dificuldades torna-se cada vez mais necessário a apresentação de fatos concretos e análises bem fundamentadas e coerentes. Por tudo isso é preciso, de forma gradual, mudar o pensamento, um tanto radical em muitas das concessionárias dos setores elétricos, e dar início de uma vez à aplicação de técnicas e metodologias probabilísti-

cas para evitar que os resultados das alternativas do planejamento levem, usualmente, a superdimensionamentos inadmissíveis e economicamente inaceitáveis.

A medição da confiabilidade ou qualidade de serviço é uma condição essencial quando se desejam examinar planos de expansão. Portanto, a confiabilidade deve ser calculada utilizando-se métodos consistentes e traduzida por índices numéricos. A procura por métodos e técnicas probabilísticas foi iniciada desde finais dos anos 30<sup>3,6</sup>, e pode-se questionar por que tais métodos não foram amplamente usados no passado. As principais razões são: falta de dados, recursos computacionais limitados, falta de técnicas realísticas, aversão ao uso de metodologias probabilísticas e falta de compreensão dos critérios probabilísticos e índices de risco.

Nos estudos de planejamento e operação, a determinação da quantidade requerida da capacidade de geração para garantir um fornecimento adequado é um fator muito importante a ser avaliado. Essa área é chamada confiabilidade de geração, e deve-se analisá-la sob dois aspectos: capacidade estática e capacidade operativa. A *capacidade estática* determina, a longo prazo, as necessidades do sistema em forma global (capacidade instalada). A *capacidade operativa* tem como objetivo avaliar os requerimentos a curto prazo, para atender a um determinado nível de carga. Essas duas áreas consideram para sua análise que não há problemas de transporte de energia, e definem um modelo de geração e um modelo de carga que são combinados para fornecer um modelo de risco do sistema.

As análises da capacidade estática de geração permitem determinar a quantidade de reserva estática que deverá aceitar a programação da manutenção das unidades de geração, falhas aleatórias delas e um crescimento da carga fora dos prognósticos.

Como foi dito anteriormente, o planejamento ótimo estabelece um balanço entre custos e confiabilidade, levando-se em conta as incertezas das futuras condições de operação<sup>7</sup>. Uma alternativa possível é impor limitações no nível de confiabilidade. Nesse caso, deve-se minimizar o custo de investimento mais o custo esperado de produção, mantendo um nível de risco menor que um limite preestabelecido. Exemplos típicos dessa prática são encontrados nos Estados Unidos, onde o objetivo do valor esperado ou a média de perda de carga (LOLE, Loss of Load Expectation) é frequentemente tomado como 0,1 dia por ano<sup>8</sup>. Outros índices de confiabilidade, como o valor esperado da energia não suprida (EENS, Expected Energy Not Supplied), poderiam também ter sido usados. Entretanto, permanece um certo grau de arbitrariedade na definição desses valores.

Embora os índices obtidos por essas metodologias sejam muito úteis para comparar diferentes alternativas de expansão, eles não fornecem nenhuma informação quanto à frequência com que ocorrem os déficits (cortes de energia) nem quanto à sua duração esperada. Deve-se lembrar de que qualquer interrupção de energia representa uma perda para a sociedade, conhecida como *função prejuízo do consumidor*,

avaliada de forma individual em cada um dos pontos de carga. Devido à interdependência entre o processo de minimização e o conjunto de restrições, não é possível assegurar que o plano de expansão ótimo seja atingido. Além disso, todos os índices de confiabilidade mencionados anteriormente representam valores médios e, portanto, não garantem que as futuras perdas de carga sejam menores que um certo valor-limite fixado previamente. Uma metodologia mais adequada para o planejamento da expansão de geração deveria levar em consideração os limites de confiança associados aos índices de confiabilidade de modo que se tenha uma decisão mais segura.

Os custos de interrupção têm sido frequentemente quantificados através de pesquisas realizadas em muitos países<sup>9, 10</sup>. De acordo com essas pesquisas, o custo final para uma dada interrupção depende de várias características, em particular da quantidade de energia não atendida, do instante de ocorrência e da duração da interrupção. Portanto, na avaliação exata dos custos de perda de carga é necessário saber sobre a evolução cronológica dos estados do sistema. Infelizmente, na atualidade, a maioria dos modelos para avaliação da confiabilidade da capacidade de geração não pode produzir cálculos exatos do total dos custos das interrupções no sistema. Isso ocorre em virtude da representação adotada do espaço de estados das transições do sistema, o qual omite os aspectos cronológicos da operação do sistema. Em outras palavras, para a avaliação da confiabilidade, o modelo de geração é obtido por métodos de *convolução*<sup>11,18</sup>, e então combinado com o modelo de carga do sistema. Além disso, para avaliar os custos exatos, as cargas devem ser representadas em nível das S/Es (barras), mesmo que limitações na transmissão não estejam sendo consideradas.

### 3 CUSTO DE INTERRUPÇÃO

A avaliação econômica da confiabilidade requer a determinação do custo da confiabilidade do ponto de vista dos consumidores. Essa avaliação está baseada na determinação dos prejuízos causados aos consumidores, em virtude das falhas no fornecimento de energia que surpreendem o usuário de forma intempestiva.

Os custos para a sociedade tem um nível aceitável de adequação (fornecimento com qualidade e continuidade) e geralmente aumentam com o nível de confiabilidade no atendimento da demanda; normalmente são chamados de *custos de suprimento*. Por outro lado, os custos dos consumidores associados com as interrupções no fornecimento (prejuízos) decrescem com o aumento no nível de confiabilidade. Portanto, o custo total para a sociedade será a soma desses dois custos individuais, e seu valor mínimo será o valor *ótimo*, ou ponto de equilíbrio. Existem duas dificulda-

des para realizar uma avaliação aceitável desse critério. Primeiro, os índices calculados são em geral derivados apenas da avaliação da adequação nos vários níveis hierárquicos do sistema de potência. A segurança do sistema normalmente não é avaliada. Em segundo lugar, há grandes problemas para avaliar a percepção dos consumidores nos custos de interrupção (subjetividade).

O principal parâmetro na avaliação do valor da confiabilidade é o custo ao consumidor associado com a perda no fornecimento (medida do prejuízo). O custo de interrupção num ponto de carga depende diretamente das características dessa carga<sup>25, 26</sup>. Em geral, o custo para o consumidor, associado com uma interrupção em um ponto específico do sistema, é a união dos custos associados com os usuários afetados pelos cortes de carga nesse ponto. Essa união ou consolidação de custos é conhecida como *função prejuízo do consumidor*<sup>19</sup>.

A função prejuízo do consumidor é uma estimativa do custo associado com as interrupções no fornecimento, que por sua vez relaciona-se à duração da interrupção, ao período de tempo, à classe de usuário etc. Cada tipo de usuário tem um custo diferente para a duração de uma interrupção particular<sup>19</sup>.

A maioria das aproximações usadas para estimar o valor da confiabilidade baseia-se na determinação dos impactos das interrupções. A avaliação desses impactos é feita por intermédio de pesquisas com os consumidores, que produzem resultados definitivos e são, normalmente, realizadas para cada grupo de usuários (residencial, comercial, industrial etc.)<sup>25, 26</sup>.

### 3.1 Custo unitário de interrupção

A introdução da valoração da confiabilidade no cálculo do plano de custo mínimo depende fundamentalmente do *custo unitário de interrupção* (UC, Unit Interruption Cost) de cada classe consumidora.

A avaliação econômica da confiabilidade requer a determinação do valor da confiabilidade do ponto de vista dos consumidores e sua explícita incorporação no processo de planejamento do sistema e, para o nosso caso, na operação do sistema.

Os custos unitários de interrupção são obtidos geralmente através de pesquisa direta com os consumidores, que incorporam informações sobre a distribuição dos prejuízos causados pelas interrupções nas suas diferentes atividades<sup>19, 24</sup>. O impacto econômico de uma interrupção é avaliado como o produto da quantidade de energia interrompida (kWh) pelo UC (US\$/kWh) de cada classe consumidora.

A estimativa do custo unitário de interrupção depende de algumas das características da falha no suprimento aos consumidores. Esses fatores têm uma influência marcante sobre o custo de interrupção. São eles: duração da falha, frequência da falha, instante de ocorrência da falha, notificação prévia, montante cortado e abrangência geo-

gráfica (baseada em esquemas de corte por classe de consumidor). Entre eles, os mais importantes são a duração da falha e o instante de ocorrência da interrupção.

### 3.1.1 Determinação do custo de interrupção

Em geral, para a avaliação do custo de interrupção, são utilizados os aspectos mais relevantes e marcantes do impacto econômico de uma interrupção, a saber: o montante de energia não suprida (kWh) e o custo unitário de interrupção UC (US\$/kWh).

Uma interrupção pode ser interpretada como uma seqüência de estados  $x$  com uma determinada duração total  $D$ . Como já foi mencionado anteriormente, o custo de interrupção depende da energia não suprida e do custo unitário de interrupção. Esse último é função da duração da falha. É por isso que as estimativas reais dos custos de perda de carga dependem exclusivamente de que esses indicadores sejam determinados apropriada e corretamente. Portanto, o nível de precisão dado à determinação da duração da interrupção é um dos fatores que mais influenciam na qualidade das estimativas do custo de interrupção.

O custo de interrupção, expresso em termos do índice de custo de perda de carga (LOLC, Loss of Load Cost)<sup>21</sup>, pode ser avaliado pela Equação geral (1).

$$1 \quad \text{LOLC} = E \left[ \sum_{j \in I} K_j \right] = \sum_{j \in I} f_j K_j$$

Onde:  $K_j$  custo em US\$ de uma realização da interrupção  $j$ ;  $f_j$  frequência de ocorrência da interrupção  $j$ ;  $I$  período de análise.

O custo para uma dada interrupção  $j$ , para uma classe particular de consumidor<sup>20, 22</sup>, é avaliado pela Equação (2).

$$2 \quad K_i = \sum_{j \in S_i} PS_j \times D_j \times UC(D_j)$$

Onde:  $S_i$  estados de cortes de potência da interrupção  $i$ ;  $PS_j$  corte de potência (power shortage)  $j \in S_i$ ;  $D_j$  duração do corte  $j$ ;  $UC(D_j)$  custo unitário de interrupção (US\$/kWh).

Existe uma metodologia<sup>22</sup> para obter uma estimativa precisa do valor da confiabilidade em sistemas de geração. O método permite calcular índices LOLC que representam os prejuízos causados aos consumidores pelas interrupções de energia.

A técnica da referência<sup>20, 22</sup> baseia-se na simulação Monte Carlo seqüencial que permite representar todos os possíveis aspectos cronológicos, e calcular a distribuição

de probabilidade associada ao custo de perda de carga. Mostra-se também como o índice LOLC, expresso em dólares por ano, e o risco de não obtê-lo, expresso por uma probabilidade ou percentual, podem ser usados no planejamento da expansão de sistemas de geração<sup>23</sup>. Ambos os parâmetros, LOLC e risco, são estabelecidos *a priori* como metas ou objetivos a serem atingidos.

## 4 CONCLUSÕES

O índice LOLC permite realizar uma avaliação mais abrangente para os estudos de confiabilidade, pois fornece indicações dos aspectos econômicos que relacionam o consumidor com as interrupções no fornecimento de energia.

O índice LOLC calculado por essa metodologia, além de estimar o seu valor exato, determina sua função de distribuição de probabilidades, com a qual é possível estimar um risco para um valor predeterminado deste.

Para estimar os custos unitários de interrupção (UC, Unitary Cost), é necessário avaliar de forma independente os prejuízos causados às diferentes classes de consumidores. Esses valores representam condições particulares de um sistema, região ou país e, portanto, não podem ser usados como valores absolutos ou padrões.

As funções de custos unitários de interrupção por classes de consumidores têm valores diferentes, razão pela qual o índice LOLC do sistema será corretamente avaliado apenas se uma política ótima de corte de carga por barra for preestabelecida. Esses critérios de corte pretendem produzir o menor prejuízo no setor produtivo da sociedade.

## REFERÊNCIAS

1. BILLINTON, R., ALLAN, R. *Reliability assessment of large electric power systems*. Boston, Dordrecht, Lancaster: Kluwer Academic Publishers, 1988.
2. WANG, L., ENDRENYI, L. *Reliability techniques in large electric power systems*. Toronto: C.T. Leondes, Academic Press, Inc., 1991.
3. LYMAN, W.J. Fundamental consideration in preparing a master system plan. *Electrical World*, n. 101, p. 788-792, 1933.
4. SMITH JR., S.A. Space capacity fixed by probabilities of outage. *Electrical World*, n. 103, p. 222-225, 1934.

5. BENNER, P.E. The use of the theory of probability to determine spare capacity. *General Electric Review*, n. 37, p. 345-348, 1934.
6. DEAN, S.M. Considerations involved in making system investments for improved service reliability. *EEI Bulletin*, n. 6, p. 491-496, 1938.
7. EPRI. Power system planning and engineering – research needs and priorities. In: Workshop Proceeding – Report EL-6503, 1990.
8. SANGHVI, A.P., BALU, N.J., LAUBY, M.G. Power system reliability planning practices in North America. *IEEE Transactions Power Systems*, n. 6, p. 1485-1492, 1991.
9. EPRI. Customer demand for service reliability. *Report RP-2810*, 1989.
10. MASSAUD, A.G., SCHILLING M.Th., HERNANDEZ, J.H. Electricity restriction costs. *IEE Proceedings – C.*, v. 141, p. 299-304, 1994.
11. BILLINTON, R., ALLAN, R.N. *Reliability evaluation of power systems*. Londres: Pitman Adv. Pub., 1984.
12. AYOUB, A.K., PATTON, A.D. Frequency and duration method for generation system reliability evaluation. *IEEE Transactions Power Appar. Syst., PAS-95*, p. 1229-1233, 1976.
13. BILLINTON, R., WEE, C.L., HAMOUD, G. Digital computer algorithms for the calculation of generating capacity reliability indices. In: Proceedings of the PICA Conference, p. 46-54, maio de 1981.
14. LEITE, A.M.S.da, MELO, A.C.G., CUNHA, S.H.F. Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems. *IEE Proceedings – C.*, v. 138, p. 94-102, 1991.
15. CHEN, Q., SINGH, C. Equivalent load method for calculating frequency and duration indices in Generating Capacity Reliability Evaluation. *IEEE Transactions Power Syst.*, v. PWRS-1, n. 1, p. 101-107, 1986.
16. LEITE, A.M.S.da, BLANCO, P.F.A.F., COELHO, J. Discrete convolution in generating capacity reliability evaluation – LOLE calculations and uncertainties aspects. *IEEE Trans. Actions Power Syst.*, v. 3, n. 4 p. 1616-1624, 1988.
17. ALLAN, R.N., LEITE, A.M.S.da, ABU-NASSER, A.A., BURCHETT, R.C. Discrete convolution in power system reliability. *IEEE Trans. Reliability – R-30*, p. 452-456, 1981.
18. LEITE, A.M.S.da, COELHO, J. MELO, A.G.G. Uncertainties considerations in frequency and duration analysis for large hydrothermal generating systems. *IEE Proceedings – C.*, v. 139, p. 277-295, 1992.
19. ELETROBRÁS – 01/92. Principais conclusões – Interpretação e aplicações da pesquisa sobre custos de interrupção. Relatório SCCEL-GTAD, 1992.
20. LEITE, A.M.S.da, PÉREZ, G.A., MARANGON, J.W.L., MELLO, J.C.O. Loss of load costs in generation capacity reliability evaluation. *Electric Power Systems Research*, n. 41, p. 109-116, maio de 1997.
21. MELLO, J.C.O. *Determinação do valor da confiabilidade em sistemas compostos de geração e transmissão*. Tese (Doutorado). Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 1994.

22. PÉREZ, G.A. *Determinação do valor da confiabilidade em sistemas de geração*. Dissertação (Mestrado). Escola Federal de Engenharia, Itajubá, 1996.
23. PÉREZ, J.I.A. *Planejamento da expansão de sistemas de geração utilizando custos de interrupção*. Dissertação (Mestrado). Escola Federal de Engenharia, Itajubá, 1997.
24. WACKER, G., BILLINTON, R. Customer cost of electric service interruptions. *IEEE Transactions Power Syst.*, n. 8, p. 628-635, 1993.
25. WOJCZYNSKI, E., BILLINTON, R., WACKER, G. Interruption cost methodology and results – a canadian commercial and small industry survey. *IEEE Transactions PAS.*, v. 103, p. 437-444, 1983.
26. WACKER, G., WOJCZYNSKI, E., BILLINTON, R. Interruption cost methodology and results – a canadian residential survey. *IEEE Transactions PAS.*, v. 102, n. 10, p. 3385-3392, 1983.