



FEUP Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

F. MACIEL BARBOSA

**FIABILIDADE DO SISTEMA DE
PRODUÇÃO/TRANSPORTE**

2005

FIABILIDADE DO SISTEMA DE PRODUÇÃO/TRANSPORTE

ÍNDICE

ANÁLISE DE FIABILIDADE DO SISTEMA DE PRODUÇÃO/TRANSPORTE	5
1- INTRODUÇÃO.....	5
2- FIABILIDADE DE UM SISTEMA	6
3 - EVOLUÇÃO DOS ESTUDOS DE FIABILIDADE	7
4 - ANALISE DA FIABILIDADE DO SISTEMA DE PRODUÇÃO.....	9
5-REPRESENTAÇÃO DE UM ALTERNADOR EM ESTUDOS DE FIABILIDADE	10
6 - MÉTODOS EMPÍRICOS PARA A FIXAÇÃO DA RESERVA DO SISTEMA PRODUTOR	13
7 - CONSTRUÇÃO DA TABELA DAS CAPACIDADES FORA DE SERVIÇO.....	16
8 - COMO ARREDONDA E TRUNCAR A TABELA DAS PROBABILIDADES DAS CAPACIDADES FORA DE SERVIÇO	19
9 - FORMULA DE RECORRÊNCIA PARA A CONSTRUÇÃO DA TABELA DAS PROBABILIDADES DAS CAPACIDADES FORA DE SERVIÇO.....	21
10 - MÉTODO PROBABILÍSTICO PARA A DETERMINAÇÃO DO NUMERO DE DIAS POR ANO DURANTE OS QUAIS A CARGA NÃO É ALIMENTADA (LOLE).....	24
11 - INCLUSÃO DA MANUTENÇÃO NO CÁLCULO DO LOLE.....	27
12 - INCERTEZA NA PREVISÃO DO CONSUMO.....	28
13 - FIABILIDADE DO SISTEMA COMPOSTO	30
14. CONCEITO DE PROBABILIDADE CONDICIONADA APLICADA AO CÁLCULO DA FIABILIDADE DO SISTEMA COMPOSTO	37
15 - ÍNDICES DE FIABILIDADE.....	40
16 - AVARIAS COM CAUSA COMUM EM SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA	43
16.1 - CONCEITO DE AVARIA COM CAUSA COMUM	43
16.2 MODELOS E TÉCNICAS DE CÁLCULO PARA AVARIAS COM CAUSA COMUM.....	44
16.2.1 - Cálculo dos casos a) e b).....	46
16.2.2 - Cálculo dos casos c) e d).....	48
16.4 - MODELOS PARA ACONTECIMENTOS DE 3ª ORDEM.....	51
17 - QUALIDADE DE SERVIÇO. ESTIMATIVA DOS CUSTOS DA ENERGIA NÃO FORNECIDA	51
18 - OBJECTIVOS DOS ESTUDOS DE FIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	52
BIBLIOGRAFIA.....	55
PROBLEMAS	58

ANÁLISE DE FIABILIDADE DO SISTEMA DE PRODUÇÃO/TRANSPORTE

1- INTRODUÇÃO

Em sociedades altamente industrializadas e tecnologicamente desenvolvidas, o fornecimento de energia eléctrica assume importância primordial. A energia eléctrica não só permite as comodidades que hoje uma tradicional casa de família tem, como é o suporte da generalidade das indústrias e dos serviços (transportes, hospitais, serviços públicos, etc.), podendo ser afirmado que a energia eléctrica é o sustentáculo de uma sociedade moderna. Assim, é de esperar que os aspectos de qualidade e continuidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica sejam de primordial importância para os responsáveis pelas empresas de electricidade.

Diz-se frequentemente que a função de uma empresa de electricidade é a de alimentar os seus consumidores o mais economicamente possível e com uma "razoável" qualidade de serviço. Este último aspecto, "qualidade de serviço", é extraordinariamente importante, quando se pretende analisar o que de facto a fiabilidade significa e implica no contexto da indústria de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

De forma a que seja possível garantir uma certa qualidade de serviço, é imprescindível que o sistema eléctrico disponha de capacidade de produção de reserva e que a rede de transporte e distribuição possua uma adequada margem de reserva. O sistema necessita de dispor de uma adequada capacidade de reserva, porque se reconhece a possibilidade de os diferentes componentes do sistema avariarem e, portanto, não estarem disponíveis para realizar as suas funções.

A determinação das margens de reserva que o sistema deve dispor de modo a garantir uma adequada qualidade e continuidade de serviço são o objectivo dos estudos de fiabilidade. Os estudos de fiabilidade são de facto essenciais em estudos de expansão de redes, análise de alternativas de evolução da rede e em estudos económicos. Para que os estudos de fiabilidade sejam úteis não devem conduzir apenas a aspectos qualitativos, mas sim à determinação de índices quantitativos, com um significado bem definido e que permitam uma comparação de soluções de uma forma precisa.

Uma análise detalhada do funcionamento dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) permite concluir que os componentes do sistema avariavam de uma forma aleatória, sendo então possível a aplicação de técnicas probabilísticas para a determinação da fiabilidade do sistema.

As técnicas de fiabilidade não podem, nem devem ser, consideradas apenas como exercícios matemáticos. Os resultados dos estudos de fiabilidade devem ser utilizados não só na concepção e expansão de redes eléctricas mas também, na exploração das redes. De facto os estudos de fiabilidade são também essenciais na escolha de estratégias de exploração de redes eléctricas.

Neste trabalho vão-se analisar alguns aspectos ligados à análise da fiabilidade do sistema de produção e do sistema de produção/transporte.

2- FIABILIDADE DE UM SISTEMA

Entende-se por fiabilidade⁽¹⁾ como "a probabilidade de um sistema ser capaz de desempenhar as suas funções de uma forma adequada, num dado período de tempo e nas condições de funcionamento especificadas".

A definição apresentada encerra um conjunto de aspectos essenciais para uma correcta compreensão do significado de fiabilidade. Chama-se a atenção para os seguintes aspectos:

- É uma noção probabilística;
- O conceito de fiabilidade é definido para um dado período de tempo predeterminado;
- As condições de funcionamento têm que ser definidas (conhecidas) à priori.

Ao pretender-se analisar a fiabilidade de um sistema complexo, caso de um Sistema Eléctrico de Energia (SEE), é praticamente impossível tratar o sistema como um todo, pelo que é, de uma forma geral, usual considerar os seguintes aspectos aquando do estudo da fiabilidade de um sistema complexo:

- 1) Decomposição do sistema em componentes simples ou sub-sistemas;
- 2) Identificação dos modos de avaria dos componentes simples ou sub-sistemas;
- 3) Identificação dos modos de avaria do sistema;
- 4) Cálculo dos índices adequados de fiabilidade.

Os três primeiros pontos referidos são essencialmente aspectos de engenharia e exigem um conhecimento profundo do modo de funcionamento do sistema e dos seus componentes. O 2º e o 4º ponto exigem a definição de modelos suficientemente simples, mas representativos do sistema, e técnicas probabilísticas, de modo a que sistemas complexos possam ser estudados com precisão suficiente e tempo de cálculo reduzido.

Uma pergunta que sempre se faz quando se estuda a fiabilidade de um sistema é a de quão fiável o sistema deve ser. É um aspecto extremamente importante a que as empresas de electricidade devem dar resposta antes de iniciar a expansão ou reforço de um sistema eléctrico, não sendo porém possível dar uma resposta genérica. De facto, sistemas diferentes, empresas diferentes e consumidores diferentes terão noções diferentes da fiabilidade que pretendem ou exigem para os seus sistemas. Alguns dos factores que deverão ser tomados em consideração, quando se pretende tomar uma decisão em relação a tal aspecto são:

- Deve existir uma certa uniformidade entre a fiabilidade das diferentes partes do sistema. Não será correcto reforçar algumas áreas do sistema, quando ainda existem zonas extremamente débeis da rede. Assim, torna-se necessária uma coordenação entre a

fiabilidade das diferentes áreas da rede, o que não significa de forma alguma que a fiabilidade dos sistemas de produção, transporte e distribuição deverão ser os mesmos. Há razões que levam a que a fiabilidade de tais áreas sejam bastante diferentes entre si. Assim, por exemplo, uma avaria na rede de distribuição terá um efeito sobre os consumidores de uma zona muito localizada da rede ao passo que uma avaria no sistema de produção se repercutirá sobre uma zona muito vasta.

- Deve haver um benefício sempre que se melhora a fiabilidade de uma parte da rede. Uma forma bastante generalizada de avaliar este benefício é comparar o custo marginal do investimento com o ganho marginal por parte dos clientes que a melhoria da fiabilidade origina. A dificuldade da aplicação deste método é o da valorização, por parte dos clientes, dos ganhos com a melhoria da fiabilidade que lhe é oferecida.

Notar que os estudos de fiabilidade não dão resposta aos pontos anteriormente referidos, que são decisões de gestão. Os estudos de fiabilidade darão porém aos responsáveis parâmetros de decisão, que lhe facilitarão a tomada da decisão mais correcta.

3 - EVOLUÇÃO DOS ESTUDOS DE FIABILIDADE

Um Sistema Eléctrico de Energia pode, de uma forma simples, ser dividido em:

- Produção
- Transporte
- Distribuição

De igual modo é usual considerar os estudos de fiabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia divididos nas seguintes áreas :

- Fiabilidade do sistema de produção (capacidade estática);
- Fiabilidade do sistema de produção (capacidade girante);
- Fiabilidade do sistema de transporte;
- Fiabilidade do sistema de distribuição;
- Fiabilidade do sistema composto produção/transporte.

Em estudos de fiabilidade do sistema eléctrico há necessidade de dividir os estudos de fiabilidade do sistema de produção em duas áreas: o sistema de produção em regime estático e em regime girante.

Capacidade estática de um sistema de produção é a capacidade instalada no sistema e capacidade girante é a capacidade susceptível de entrar em funcionamento num dado intervalo de

tempo, pelo que se exige o conhecimento do tempo de arranque das diversas centrais que não estão em funcionamento.

De facto, o sistema de produção estático e girante são muito diferentes, o que obriga a que os modelos desenvolvidos para os estudos de fiabilidade tenham que ter em atenção as características específicas de cada um dos sistemas.

Inicialmente os estudos de fiabilidade foram realizados de modo a associar a cada um dos sistemas (produção, transporte e distribuição) um índice, não tendo em consideração a influência dos outros sistemas no seu cálculo. Nos últimos anos tal filosofia foi posta de parte e procura-se calcular índices globais que tenham em consideração os índices de fiabilidade dos diferentes sistemas.

Os estudos de fiabilidade de sistemas eléctricos começaram por ser realizados para o sistema estático de produção. A razão porque os estudos de fiabilidade começaram por ser realizados para esta área resulta, por um lado, da grande simplicidade destes estudos, e por outro lado dos grandes investimentos que sempre estiveram associados à instalação de novos grupos no sistema de produção. Os primeiros trabalhos publicados sobre a aplicação de métodos probabilísticos ao estudo da fiabilidade surgiram em 1934^(3,4), embora só em 1947⁽⁵⁾ tenham aparecido trabalhos com técnicas eficientes para tais estudos. Em 1948 foi criado um grupo no AIEE para a aplicação de "Técnicas Probabilísticas" na análise de sistemas eléctricos, o qual publicou em 1949⁽⁶⁾ o primeiro trabalho com taxas de avaria de componentes eléctricos, recolhidas através de informações sobre a exploração de vários sistemas eléctricos. Em 1960 a AIEE publicou dois artigos que descrevem o "LOLP" ("Loss of Load Probability Method") e o Método da Frequência e Duração, métodos que na sua essência ainda hoje se mantêm e são muito utilizados pelas empresas de produção.

Os estudos de fiabilidade do sistema girante de produção são muito pouco numerosos e mais recentes. O primeiro trabalho de vulto nesta área foi publicado em 1963 por um grupo de autores ligados ao estudo das interligações da "Pennsylvania - New-Jersey - Maryland", e propuseram uma metodologia que passou a ser conhecida como método P-J-M, e que tem sido continuamente melhorada.

Os estudos de fiabilidade na área dos sistemas de transporte e distribuição são também recentes, tendo os primeiros trabalhos sido publicados em 1964. Devido porém à importância que o sistema de transporte e distribuição assume ultimamente, têm sido publicados muitos trabalhos nesta área, dando as referências^(9,10,11) uma ideia dos trabalhos recentemente publicados sobre este tema.

A aplicação dos estudos de fiabilidade ao sistema composto (sistema de produção/transporte) é sem dúvida nenhuma a área em que mais tarde os estudos de fiabilidade se iniciaram. O primeiro trabalho publicado surgiu em 1969⁽⁸⁾, mas recentemente um grande esforço de investigação está a ser feito, a avaliar pelo elevado número de trabalhos que têm sido publicados^(9,10,11).

4 - ANÁLISE DA FIABILIDADE DO SISTEMA DE PRODUÇÃO

A determinação da capacidade do sistema de produção de forma a que o sistema seja capaz de alimentar as cargas de uma forma adequada, é extremamente importante. Este problema pode ser sub-dividido em dois problemas:

- Determinação da capacidade estática do sistema
- Determinação da capacidade girante do sistema.

A determinação da capacidade estática do sistema consiste em determinar a médio e a longo prazo a capacidade que deve ser instalada no sistema.

A determinação da capacidade girante consiste na determinação, na fase de exploração, da capacidade que deve estar disponível para satisfazer o consumo.

Os dois tipos de estudos deverão ser realizados na fase de planeamento mas, uma vez tomada a decisão, a determinação da reserva girante é um problema da exploração do sistema.

Os estudos de fiabilidade estática visam então a determinação da capacidade a instalar a médio e longo prazo, para o que será necessário tomar em consideração as evoluções possíveis do consumo de energia eléctrica. A reserva estática deverá ser suficiente para garantir a satisfação dos consumos, mesmo quando há grupos que saem de serviço por avaria ou para manutenção não programada ou quando o consumo evoluiu de uma forma superior á prevista. É óbvio que a probabilidade de não haver capacidade instalada que permita a alimentação de todas as cargas pode ser diminuída se nós aumentarmos os investimentos e instalarmos uma capacidade em excesso, só que neste caso os custos de exploração serão muito elevados. Se o investimento realizado for baixo, a capacidade instalada será mais pequena e a fiabilidade do sistema será baixa. Será então uma decisão de gestão que decidirá o nível adequado de fiabilidade para o sistema de produção, a qual fixará os investimentos necessários.

O problema da determinação da capacidade adequada será então um compromisso entre a fiabilidade e o investimento. Este problema é antigo e sempre foi equacionado e resolvido pelos técnicos das empresas de produção.

Antes do desenvolvimento de técnicas probabilísticas, eram usadas técnicas determinísticas, para a fixação das capacidades a instalar no sistema produtor, sendo as técnicas mais usadas:

- fixação de uma reserva igual a uma dada percentagem do pico do consumo previsto;
- reserva igual à do grupo de maior potência instalado na rede.

Embora estes critérios tenham sido usados durante muitos anos, não dão resultados satisfatórios. A razão resulta de serem critérios determinísticos para analisarem o comportamento probabilístico de um sistema. De facto nenhum dos critérios tem em atenção o comportamento probabilístico do sistema de produção ou do sistema de consumo. A

probabilidade de um grupo avariar é função da sua potência e nenhum dos critérios tem esse facto em consideração. Por outro lado, a previsão da evolução de consumo também não é correcta, pelo que as incertezas na previsão do consumo também devem ser consideradas de uma forma probabilística. De facto, só metodologias probabilísticas, poderão tomar em consideração os aspectos referidos.

5-REPRESENTAÇÃO DE UM ALTERNADOR EM ESTUDOS DE FIABILIDADE

Define-se FOR ("Forced Outage Rate") de um grupo, como sendo a probabilidade de encontrar o grupo fora de serviço, num dado período de tempo. Assim

$$\text{FOR} = \lambda / (\lambda + \mu) = r / (m + r) = r / T = f / \mu =$$

$$= \text{tempo de avarias} / (\text{tempo de avarias} + \text{tempo de funcionamento})$$

em que:

λ - taxa de avarias

μ - taxa de reparações

m - tempo médio de funcionamento (MTTF)

MTTF – Tempo médio entre avarias ("mean time to failure")

$$m = 1 / \lambda$$

r - tempo médio de reparações (MTTR)

MTTR – mean time to repair

$$r = 1 / \mu$$

$m + r$ - tempo médio entre avarias (MTBF)

MTBF – Mean time to failure

$$m + r = 1 / f$$

f - frequência do ciclo

T - período do ciclo

A figura 5.1 representa, graficamente, o significado de algumas das variáveis definidas.

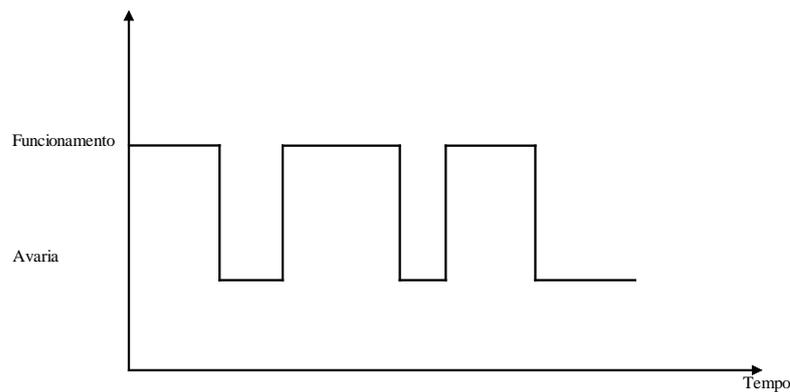


Fig. 5.1 - Representação gráfica da "história" de funcionamento de um grupo.

As FOR dos grupos dependerão do tipo de grupo, da sua idade, da sua potência, da existência ou não de uma adequada manutenção, etc. pelo que deverão ser obtidas por cada empresa para os seus grupos, pela análise dos respectivos registos da exploração.

Na figura 5.2 representam-se os dois estados de funcionamento de um grupo que normalmente são considerados: o grupo em funcionamento ou o grupo avariado

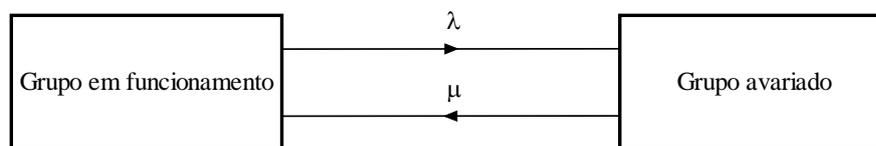


Fig. 5.2 - Representação de um grupo com dois estados possíveis de residência

A representação de um grupo por um modelo com apenas dois estados de residência é suficiente para grupos de pequena dimensão mas não é correcta para grupos de grande dimensão. De facto, quando temos um grupo de pequena dimensão, pode-se afirmar que o grupo está a funcionar ou que está avariado. Porém, para sistemas de potência elevada, tal afirmação não é correcta. O funcionamento dos grupos de potência elevada está muito dependente de complexos serviços auxiliares sendo muito frequente que, devido às mais diversas razões, os grupos não estejam em condições de debitar à rede a sua máxima potência mas possa fornecer uma porção não desprezável da sua potência máxima. Assim, não será correcto afirmar, que o grupo está em funcionamento apenas se poder fornecer à rede a sua potência máxima e, caso contrário, que está avariado.

Para representar, de uma forma realista, tais grupos é usual considerar estados de avaria parcial. O número de estados de avaria parcial não deve todavia ser muito elevado devido à complexidade dos modelos e à dificuldade que há na obtenção dos dados para tais modelos. Assim, é usual considerar modelos com apenas um estado de avaria parcial (Fig. 5.3).

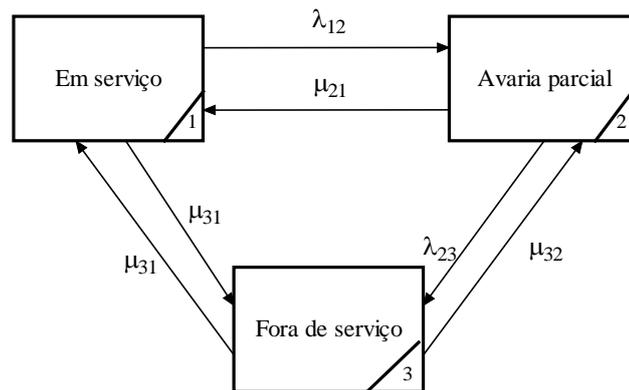
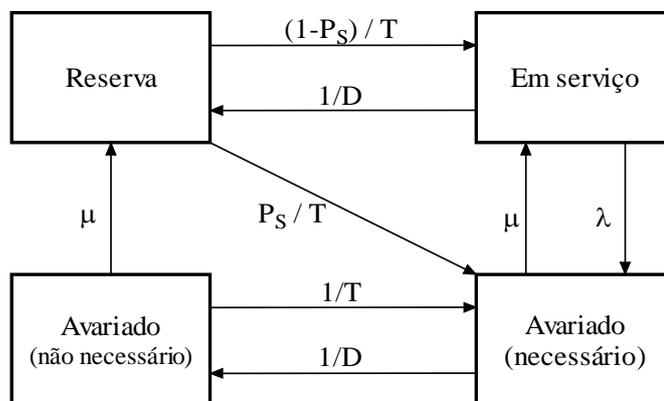


Fig. 5.3 Modelo representativo de um grupo com um estado de avaria parcial

Quando se pretende representar o grupo para estudos de reserva girante, o modelo referido já não é suficiente, porque há necessidade de incluir no modelo a possibilidade do grupo estar avariado, quando não é necessário para o serviço.

A figura 5.4 representa um modelo, com quatro estados de residência, susceptível de ser usado em estudos de reserva girante.



T - tempo médio de desligado entre os períodos em que é necessário o seu serviço

D - duração média de funcionamento

PS- probabilidade de não arrancar quando é necessário

Fig. 5.4 - Modelo com 4 estados de residência para a representação de grupos produtores em estudos de reserva girante.

6 - MÉTODOS EMPÍRICOS PARA A FIXAÇÃO DA RESERVA DO SISTEMA PRODUTOR

Para exemplificar a aplicação dos métodos empíricos à fixação da reserva do sistema produtor e as suas limitações, consideremos quatro sistemas produtores (S_1 , S_2 , S_3 e S_4) diferentes, com as características dadas na Tabela 6.1

Sistema Produtor	Número de grupos	Potência dos Grupos (MW)	FOR
1	24	10	0.01
2	12	20	0.01
3	12	20	0.03
4	22	10	0.01

Tabela 6.1 - Características do sistema produtor

O nosso objectivo é analisar a aplicação dos métodos empíricos aos quatro sistemas e comparar os resultados. Para podermos comparar os diversos métodos empíricos, vamos construir para cada sistema uma tabela que nos dê a probabilidade de as diferentes capacidades estarem fora de serviço. Como cada sistema é constituído por grupos todos iguais, tal probabilidade pode ser calculada através de uma distribuição binomial, pelo que a probabilidade de a capacidade C_r estar fora de serviço, é dada por:

$$C = C_r^n p^{n-r} q^r \quad (6.1)$$

em que

$$C_r^n = n! / ((n-r)! r!)$$

n - número total de grupos

r - número de grupos fora de serviço

p - probabilidade de o grupo estar fora de serviço (FOR)

q - probabilidade de o grupo estar em serviço (1-FOR)

A título de exemplo consideremos o sistema 1 e calculemos a probabilidade de esse sistema ter uma capacidade de 30 MW fora de serviço. Como nesse sistema as unidades são de 10 MW, para termos 30 MW fora de serviço é necessário que estejam três unidades fora de serviço pelo que, substituindo na expressão 6.1 teremos:

$$P_3 = 24! / (21! 3!) \times 0.99^{21} \times 0.01^3 = 0.00164$$

Usando este método é então possível construir a tabela 6.2 das probabilidades fora de serviço para os quatro sistemas (os estados com probabilidade inferior a 10^{-6} não foram

considerados).

Consideremos que se pretende alimentar uma carga constante com aqueles quatro sistemas e analisemos a probabilidade de o sistema produtor não ser capaz de alimentar aquela carga. A probabilidade de o sistema não ser capaz de alimentar a carga será dada pela soma das probabilidades de ocorrência das configurações de produção às quais corresponde uma capacidade disponível inferior à carga que se pretende alimentar.

Para se compreenderem as limitações dos métodos empíricos, apliquemos os dois métodos referidos a estes quatro sistemas.

Tabela 6.2 - Tabelas das capacidades fora de serviço

Sistema 1

Capacidade (MW)		Probabilidades	
Fora de serviço	Em serviço	Individual	Acumulada
0	240	0.785678	1.000000
10	230	0.190467	0.214322
20	220	0.022125	0.023855
30	210	0.001639	0.001730
40	200	0.000087	0.000091
50	190	0.000004	0.000004
60	180	0.000000	0.000000
		<u>1.000000</u>	

Sistema 2

Capacidade (MW)		Probabilidades	
Fora de serviço	Em serviço	Individual	Acumulada
0	240	0.886384	1.000000
20	220	0.107441	0.113616
40	200	0.005969	0.006175
60	180	0.000201	0.000206
80	160	0.000005	0.000005
100	140	0.000000	0.000000
		<u>1.000000</u>	

Sistema 3

Capacidade (MW)		Probabilidades	
Fora de serviço	Em serviço	Individual	Acumulada
0	240	0.693841	1.000000
20	220	0.257509	0.306159
40	200	0.043803	0.048650
60	180	0.004516	0.004847
80	160	0.000314	0.000331
100	140	0.000016	0.000017
120	120	0.000001	0.000001
140	100	0.000000	0.000000
		1.000000	

Sistema 4

Capacidade (MW)		Probabilidades	
Fora de serviço	Em serviço	Individual	Acumulada
0	220	0.801631	1.000000
10	210	0.178140	0.198369
20	200	0.018894	0.020229
30	190	0.001272	0.001335
40	180	0.000061	0.000063
50	170	0.000002	0.000002
60	160	0.000000	0.000000
		1.000000	

a) Reserva igual a 20% do valor da carga

Como a potência instalada é de 240 MW nos sistemas 1,2 e 3 e de 220 MW no sistema 4, consideremos uma carga constante de 200 MW a ser alimentada pelos sistemas 1,2 e 3 e de 183 MW a ser alimentada pelo sistema 4.

Usando as tabelas das capacidades fora de serviço construídas para os quatro sistemas (Tabela 6.2) vemos que as probabilidades de os sistemas não serem capazes de alimentar as cargas são:

Sistema 1 – 0.000004
 Sistema 2 – 0.000206
 Sistema 3 – 0.004847
 Sistema 4 – 0.000063

Pode então observar-se que a probabilidade do sistema produtor não ser capaz de alimentar a carga é 1000 vezes maior para o Sistema 3 do que para o Sistema 1. Tal diferença resulta das capacidades dos grupos e das FOR serem diferentes para os dois sistemas produtores.

Fixar a reserva como uma percentagem da carga máxima a alimentar não constitui uma forma correcta para planear o sistema produtor, como se viu no pequeno exemplo apresentado.

b) Reserva do sistema produtor igual à capacidade do grupo de maior potência

Consideremos este critério aplicado aos Sistemas 1,2 e 3, todos com uma potência instalada de 240 MW. Atendendo a este critério para a fixação da reserva as potências máximas que os sistemas poderão alimentar são:

Sistema 1 - 230 MW
Sistema 2 - 220 MW
Sistema 3 - 220 MW

Por análise dos dados da Tabela 6.2, as probabilidades de os sistemas não serem capazes de alimentar as cargas são:

Sistema 1 - 0.023855
Sistema 2 - 0.006175
Sistema 3 - 0.048650

Neste caso a variação na probabilidade de os sistemas não serem capazes de alimentar a carga é menor, havendo porém ainda uma variação de 1 para 8 entre os sistemas 2 e 3.

Da análise deste dois exemplos conclui-se que os métodos empíricos não são eficientes para o planeamento da capacidade do sistema produtor, pois conduzem a valores muito diferentes para a probabilidade de o sistema não ser capaz de alimentar as cargas.

7 - CONSTRUÇÃO DA TABELA DAS CAPACIDADES FORA DE SERVIÇO

A tabela das capacidades fora de serviço anterior (Tabela 6.2) foi construída usando a distribuição binominal porque as capacidades e as FOR de todas as unidades eram iguais. Na prática este método não é porém aplicável porque as capacidades e as FOR dos grupos não são todas iguais.

Em sistemas de dimensão real a melhor forma para construir a tabela será começar por

considerar um sistema constituído apenas pelo grupo de menor potência e construir a tabela das capacidades fora de serviço para esse sistema. Posteriormente, vão-se incluindo no sistema, as outras unidades, por ordem crescente das suas potências, e fazem-se as alterações necessárias na tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, até que todas as unidades tenham sido consideradas.

Para exemplificar o método, consideremos um sistema produtor com a constituição dada pela Tabela 7.1.

Tabela 7.1- Sistema produtor

Nº de grupos	Potência (MW)	FOR
2	2	0.01
1	3	0.02
1	4	0.03

Começamos por considerar um sistema constituído apenas pela unidade de 2 MW. A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, para o sistema constituído por esta única unidade é dado na tabela 7.2:

Tabela 7.2- Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	$0.99 - p_1$
2	$0.01 - p_2$
	1.00

A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço para a unidade a incluir no sistema - outra unidade de 2 MW - será igual à anterior, e é dada na tabela 7.3:

Tabela 7.3- Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade For a de service (MW)	Probabilidade
0	$0.99 - p_3$
2	$0.01 - p_4$
	1

Combinando estas duas tabelas teremos a tabela 7.4.

Tabela 7.4- Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	$P_1 * P_3 = 0.9801$
2	$P_1 P_4 + P_2 P_3 = 0.0198$
4	$P_2 P_4 = 0.0001$
	1.0000

A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço para a unidade de 3 MW está dada na Tabela 7.5.

Tabela 7.5- Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	0.98
3	0.02
	1.00

Combinando a tabela 7.4 com a tabela 7.5 teremos a tabela 7.6.

Tabela 7.6- Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	0.960498
2	0.019404
3	0.019602
4	0.000098
5	0.000396
7	0.000002
	<u>1.000000</u>

Combinando esta tabela com o tabela correspondente ao grupo de 4 MW teremos a tabela 7.7.

Tabela 7.7- Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade individual	Probabilidade acumulada
0	0.931683	1.000000
2	0.018822	0.068317
3	0.019014	0.049495
4	0.028910	0.030481
5	0.000384	0.001571
6	0.000582	0.001187
7	0.000590	0.000605
8	0.000003	0.000015
9	0.000012	0.000012
11	0.000000	0.000000
	1.000000	

A tabela das probabilidades acumuladas tem algumas vantagens sobre a tabela das probabilidades individuais. Enquanto que a tabela das probabilidades individuais dá a probabilidade de uma dada capacidade não estar disponível, o valor correspondente na tabela das probabilidades acumuladas dá a probabilidade de essa capacidade ou qualquer outra capacidade superior se encontrar fora de serviço.

8 - COMO ARREDONDAR E TRUNCAR A TABELA DAS PROBABILIDADES DAS CAPACIDADES FORA DE SERVIÇO

A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, construída para o exemplo anterior, Tabela 7.7, tem 10 estados possíveis de configuração do sistema produtor. É lógico que à medida que o número de unidades cresce, o número de possíveis capacidades fora de serviço cresce assustadoramente, de modo que é conveniente arredondar e truncar a referida tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço.

Truncar significa eliminar as configurações com uma probabilidade de ocorrência inferior a um dado valor. Nas tabelas anteriores a capacidade de 11 MW fora de serviço não seria considerada se apenas se considerassem capacidades com probabilidades de ocorrência superior a 10^{-6} . Este é um valor normalmente considerado aceitável, embora em trabalhos computacionais se trabalhe normalmente com uma precisão de 10^{-8} .

Arredondar significa reduzir o número de possíveis valores de capacidades fora de serviço, englobando para tal alguns valores noutros.

Para se conseguir esse arredondamento uma percentagem da probabilidade da

capacidade fora de serviço que se quer eliminar da tabela é incluída nas probabilidades das capacidades adjacentes.

Para exemplificar consideremos a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço dada pela tabela 7.6. Suponhamos que se pretende arredondar para as seguintes quatro capacidades - 0,3,6 e 9 MW (Tabela 8.1)

Tabela 8.1- Tabela 7.6 das probabilidades das capacidades fora de serviço arredondada

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	0.966966 (1)
3	0.032735 (2)
6	0.000298 (3)
9	0.000001 (4)

$$(1) 0.960498 + (1/3) \times 0.019404$$

$$(2) (2/3) \times 0.019404 + 0.019602 + (2/3) \times 0.000098 + (1/3) \times 0.000396$$

$$(3) (1/3) \times 0.000098 + (2/3) \times 0.000396 + (2/3) \times 0.000002$$

$$(4) (1/3) \times 0.000002$$

A expressão geral para o processo de arredondamento é

$$\begin{aligned} P(C_j) &= (C_k - C_i) / (C_k - C_j) P(C_i) \\ P(C_k) &= (C_i - C_j) / (C_k - C_j) P(C_i) \end{aligned} \quad (8.1)$$

para todas as capacidades C_i que ficam entre os estados j e k incluídos na tabela arredondada.

É evidente que o arredondar a tabela introduz erros porém, logo que o arredondamento não seja muito severo, os erros introduzidos são desprezáveis. Há trabalhos publicados que mostram que arredondamento com incrementos de 30/50 MW na tabela das probabilidades para sistemas de 10000 MW, introduzem erros desprezáveis no cálculo da probabilidade de o sistema não ser capaz de alimentar a carga. O erro dependerá também da forma do diagrama de cargas.

9 - FORMULA DE RECORRÊNCIA PARA A CONSTRUÇÃO DA TABELA DAS PROBABILIDADES DAS CAPACIDADES FORA DE SERVIÇO

Consideremos um hipotético sistema constituído por quatro grupos iguais de 5 MW, cuja tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço é dada na Tabela 9.1.

Tabela 9.1- Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	P2 (0)
5	P2 (5)
10	P2 (10)
15	P2 (15)
20	P2 (20)

Se for acrescentada ao sistema uma nova unidade de 5 MW com FOR=r, a nova tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço será a dada na Tabela 9.2.

Tabela 9.2- Nova tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	$P1 (0) = P2 (0).(1-r)$
5	$P1 (5) = P2 (5).(1-r)+P2(0).r$
10	$P1 (10) = P2 (10).(1-r)+P2(5).r$
15	$P1 (15) = P2 (15).(1-r)+P2(10).r$
20	$P1 (20) = P2 (20).(1-r)+P2(15).r$
25	$P1 (25) = P2 (20).r$

teremos então

$$P1(X) = P2(X).(1-r) + P2(X-C).r \quad (9.1)$$

onde

C - capacidade da unidade que se pretende incluir no sistema

r - FOR da unidade que se está a acrescentar ao sistema

$P1(X)$ - probabilidade de termos uma capacidade de X MW fora de serviço, depois de termos incluído no sistema a nova unidade.

$P2(X)$ - probabilidade de termos fora de serviço uma capacidade de X MW, antes de a nova unidade se ter incluído no sistema.

Utilizando esta fórmula podemos construir uma tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, incluindo na tabela uma unidade de cada vez. A sua aplicação é inicializada, tomando $P2(0) = 1 - \text{FOR}$ e $P2(C_1) = \text{FOR}$, em que a 1ª unidade considerada tem uma capacidade de C_1 .

Esta fórmula é muito utilizada em cálculo automático para a construção da tabela das probabilidades fora de serviço, visto ser de muito fácil programação.

Reparar que esta fórmula toma em atenção as duas maneiras como uma capacidade de X MW fora de serviço pode ser formada, depois de se ter incluído no sistema uma nova unidade:

- i) o sistema tem uma capacidade de X MW fora de serviço antes de a nova unidade ser incluída na tabela, e a nova unidade está a funcionar;
- ii) o sistema tem uma capacidade de $X - C$ MW fora de serviço antes de a nova unidade de capacidade C ser incluída no sistema, e a nova unidade está fora de serviço.

Esta fórmula tanto pode ser empregue para a construção de uma tabela de probabilidades individuais, como para a construção de um tabela das probabilidades acumuladas. Neste último caso

$P1(X)$ - probabilidade de estar fora de serviço uma capacidade de X MW ou superior, depois de se ter incluído na tabela a nova unidade;

$P2(X)$ - probabilidade de estar fora de serviço uma capacidade de X MW ou superior antes de estar incluída no sistema a nova unidade.

Na construção de uma tabela das probabilidades acumuladas a fórmula é inicializada tomando $P2(0) = 1$ e $P1(C_1) = \text{FOR}$ em que a 1ª unidade a ser considerada tem uma capacidade de C_1 . Notar que ao construir uma tabela das probabilidades acumuladas das capacidades fora de serviço, para um sistema produtor, tomando as unidades uma a uma, $P2(X - C) = 1$ para $X < C$.

O número de unidades de um sistema produtor não é fixo. À medida que o sistema produtor se expande o número de unidades vai aumentando e o número de unidades diminui quando há unidades que estão retiradas para manutenção. Assim, há necessidade de periodicamente recalculer a nova tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço.

A fórmula deduzida para a construção de uma tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, também permite reconstruir, sem ser do início, a tabela depois de uma unidade ter sido retirada ao sistema.

A fórmula (9.1) tomará então a forma

$$P2(X) = P1(X) - P2(X - C).r / (1 - r) \quad (9.2)$$

Para exemplificar a aplicação da fórmula consideremos um sistema constituído por duas unidades de 5 MW (FOR=0.02) e uma de 10 MW (FOR = 0.03). Teremos para este sistema a Tabela 9.3.

Tabela 9.3- Tabela das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade acumulada
0	1.000000
5	0.068412
10	0.030388
15	0.001188
20	0.000012

Se a unidade de 10 W for retirada do sistema, a nova tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço obtida por aplicação da expressão (9.2) será a Tabela 9.4.

Tabela 9.4- Tabela das capacidades fora de serviço

Capacidade Fora de serviço (MW)	Probabilidade acumulada
0	$P2(0) = 1$
5	$P2(5) = (P1(5) - P2(5-10).r) / (1-r) =$ $= (0.068412 - 1 \times 0.03) / (1 - 0.03) =$ $= 0.0396$
10	$P2(10) = (P1(10) - P2(10-10).r) / (1-r) =$ $= (0.030388 - 1.0 \times 0.03) / (1 - 0.03) =$ $= 0.0004$

No caso de se pretender reconstruir a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço para o sistema, depois de várias unidades terem sido retiradas, este método pode ser usado tantas as vezes quantas as necessárias, até todas as unidades terem sido retiradas.

A expressão (9.1) tal e qual como foi deduzida apenas permite a consideração de alternadores em que se considerem dois estados possíveis de residência - estado de funcionamento e estado de avaria. Porém, como vimos no ponto 5, esta representação nem sempre é adequada. Para grupos de grande potência há necessidade de considerar estados de avaria parcial. A expressão

(9.1) pode ser modificada, de forma a poder englobar tais situações. A expressão passará a ser

$$P_1(X) = \sum_{i=1}^n P_i P_2(X - C_i) \quad (9.3)$$

em que

n - número de estados do sistema

C_i - capacidade fora de serviço do estado i da unidade que está a ser adicionada

P_i - probabilidade do estado i

10 - MÉTODO PROBABILÍSTICO PARA A DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE DIAS POR ANO DURANTE OS QUAIS A CARGA NÃO É ALIMENTADA (LOLE)

Usando as tabelas das probabilidades das capacidades fora de serviço, determina-se facilmente a probabilidade de uma dada carga, considerada constante ao longo de todo o ano, não ser alimentada. Porém, como as cargas não são constantes, há necessidade de considerar um diagrama de cargas.

Consideremos as cargas representadas por um diagrama de cargas classificadas (Fig. 10.1).

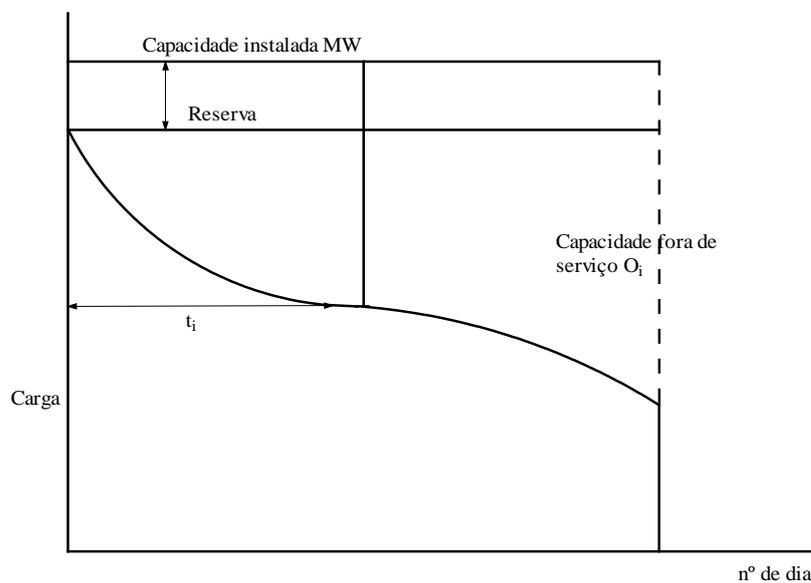


Fig. 10.1 - Diagrama de cargas classificado

Combinando as tabelas das probabilidades das capacidades fora de serviço com um

diagrama de cargas, podemos calcular um índice que nos dê o risco de o sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga. Normalmente, consideram-se os picos diários para a construção do diagrama de cargas, podendo porém também utilizar-se os picos horários.

Combinando a tabela das probabilidades da capacidade fora de serviço com o diagrama de cargas classificado, obteremos o risco de o sistema não ser capaz de alimentar as cargas.

Notar que quando uma unidade está fora de serviço por avaria, essa saída de serviço originará ou não uma incapacidade de o sistema para alimentar a carga, consoante a capacidade fora de serviço é menor ou maior do que a reserva (Fig. 10.1).

Assim, quando no sistema produtor há uma capacidade fora de serviço inferior à capacidade em reserva no sistema, essa capacidade fora de serviço não origina nenhuma carga não alimentada pelo sistema.

Consideremos que:

C_i - é a capacidade i fora de serviço da tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço;

t_i - número de dias durante os quais a capacidade C_i fora de serviço origina perda de carga;

Considerando o diagrama de cargas das pontas diárias, a contribuição de C_i para o número de dias durante os quais o sistema produtor não é capaz de alimentar a carga, é $P_i \cdot t_i$ dias.

O total número de dias durante os quais o sistema não é capaz de alimentar a carga é designado por LOLE ("Loss of load expectation"), e terá por valor

$$\text{LOLE} = \sum_{i=1}^n P_i \times t_i \text{ dias / ano} \quad (10.1)$$

n - número de estados na tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço;

Para exemplificar o cálculo deste índice, consideremos um sistema com 5x60 MW unidades iguais e com FOR = 0.03. Para facilitar consideremos um diagrama de cargas classificado linear, com uma carga máxima de 240 MW e uma carga mínima de 100 MW (figura 10.2).

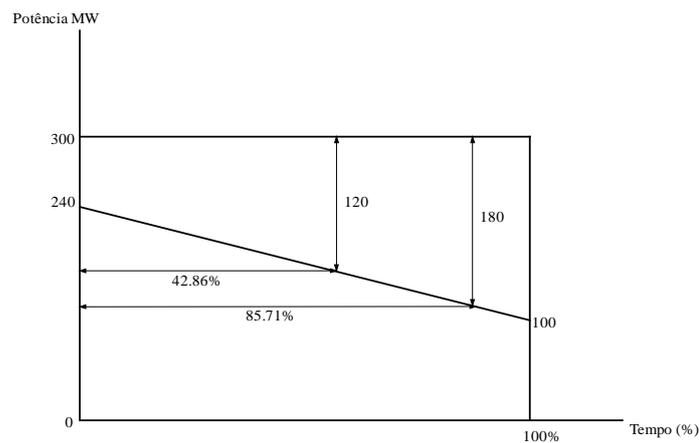


Fig. 10.2 - Cálculo de LOLE para um diagrama de cargas classificado linear

A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço e o tempo durante os quais essas capacidades originam cargas não alimentadas são dados na tabela 10.1.

Tabela 10.1 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço e o tempo durante os quais essas capacidades originam cargas não alimentadas

Capacidade fora de serviço	Probabilidade individual	Tempo t_i %	$T_i \times P_i$
0	0.858734	0	--
60	0.132794	0	--
120	0.008214	42.86	0.35052
180	0.000254	85.71	0.021770
240	0.000004	100.0	0.000400
			0.374222 %

O número provável de dias durante os quais o sistema produtor não será capaz de alimentar a carga será então

$$LOLE = 0.374222 \times 365/100 = 1.37 \text{ dias/ano}$$

Este valor é um valor excessivo. Na prática costuma considerar-se como aceitável um valor de 0.1 dias/ano.

Consideremos agora o mesmo sistema mas em que as unidades têm $FOR = 0.01$. Os novos valores para o sistema estão na tabela 10.2.

Tabela 10.1 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço e o tempo durante os quais essas capacidades originam cargas não alimentadas

Capacidade fora de serviço	Probabilidade individual	t_i %	$t_i \times P_i$
0	0.950990	0	--
60	0.048030	0	--
120	0.000970	42.86	0.0415
180	0.000010	85.71	0.0008
240	0.000000	100.0	0.0000
	1.000000		0.0423 %

ou 0.15 dias/ano
ou 15 dias/100 anos

Analisando as possibilidades deste sistema produtor para alimentar diagramas de carga lineares, com a mesma inclinação do anterior, mas com valores máximos de potência consumida entre 120MW e 300 MW, o número de dias por ano durante os quais o sistema produtor não será capaz de alimentar as cargas máximas estão dados na Tabela 10.3.

Tabela 10.3 - Números de dias por ano durante os quais o sistema produtor não será capaz de alimentar as cargas máximas

Pico (MW)	d/ano	Pico (MW)	d/ano
300	7.8208	200	0.0526
280	5.2651	180	0.0015
260	2.7111	160	0.0010
240	0.1548	140	0.0005
220	0.1037	120	0.0000

11 - INCLUSÃO DA MANUTENÇÃO NO CÁLCULO DO LOLE

Até agora tem-se considerado que o número de unidades do sistema produtor se mantém constante ao longo de todo o ano. Porém, não é o que na realidade se passa, porque as unidades têm que ser retiradas de serviço para manutenção. Há vários métodos para se incluir a manutenção, embora só um seja um método exacto.

O método exacto consiste em modificar a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço. A modificação da tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, mesmo usando a fórmula que permite remover da tabela uma unidade, é bastante morosa.

Para simplificar a inclusão da manutenção das unidades há dois métodos alternativos que têm sido usados. O primeiro consiste em subtrair a capacidade em manutenção da capacidade instalada, assim reduzindo a reserva, não sendo a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço alterada. O segundo método consiste em adicionar a capacidade em manutenção à carga. Se a manutenção, como é normal, apenas se realizar nos períodos de menor carga, a

capacidade em manutenção, apenas é adicionada à carga nesses períodos. Estes métodos aproximados, para a inclusão da manutenção, estão representados esquematicamente na fig. 11.1.

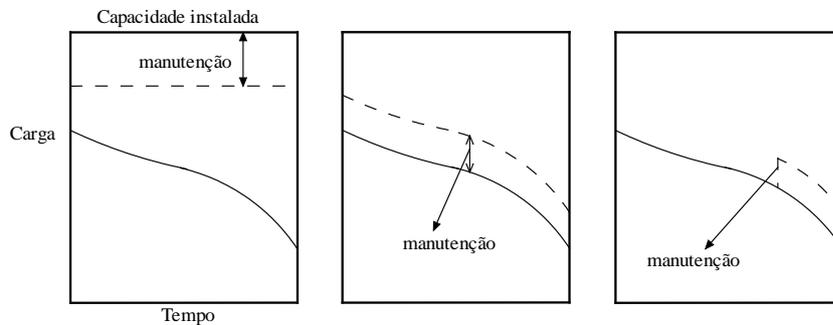


Fig. 11.1 – Inclusão da manutenção no cálculo do LOLE

Estes métodos alternativos são métodos aproximados, embora os erros possam ser considerados desprezáveis se a capacidade em manutenção for pequena, quando comparada com a capacidade instalada.

Comparando os resultados obtidos pelos métodos aproximados e pelo método exacto verifica-se que os métodos aproximados conduzem a valores de risco mais elevados e que o erro aumenta à medida que aumenta a capacidade em manutenção.

12 - INCERTEZA NA PREVISÃO DO CONSUMO

No cálculo do risco do sistema, analisado no ponto anterior, foi suposto que a carga do sistema era conhecida com exactidão. Tal não acontece de facto na realidade. A carga a alimentar é prevista basicamente a partir da análise da evolução do consumo em períodos anteriores, pelo que haverá sempre uma discrepância entre o valor previsto e o valor que na realidade se vai verificar. Para ter tal facto em atenção essa incerteza pode ser incluída no cálculo do LOLE, sendo costume admitir-se que a incerteza pode ser tida em consideração através da representação da carga por uma distribuição normal.

A incerteza na previsão da carga pode ser considerada dividindo a distribuição normal em intervalos, cujo número dependerá da precisão (Fig.12.1). É usual considerar-se para a generalidade dos estudos a distribuição normal dividida em sete classes. Sendo σ o desvio padrão e μ o valor médio, para uma divisão em sete classes, os pontos médios dos intervalos serão:

$$-3\sigma \quad -2\sigma \quad -\sigma \quad 0 \quad \sigma \quad 2\sigma \quad 3\sigma$$

A probabilidade da ocorrência de uma carga igual ao ponto médio dos intervalos, será dada pela área do intervalo, cujo valor pode ser obtida de uma tabela de distribuições normais

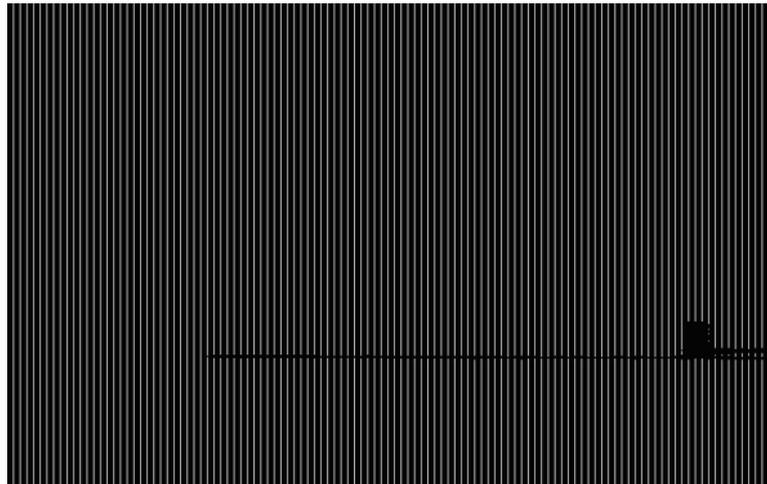


Fig. 12.1 - Curva de distribuição normal dividida em 7 intervalos

Considerando a curva da distribuição normal dividida em sete intervalos, a carga prevista (valor médio da distribuição normal) tem uma probabilidade de ocorrência de apenas 0.382. Assim, o risco calculado para o valor da carga prevista, também tem uma probabilidade de 0.382 associada.

Para calcular o verdadeiro risco do sistema, os riscos associados a cada valor da curva de carga (no caso do esquema anterior 7 níveis de carga) devem ser calculados, pesados pela probabilidade de ocorrência e as várias contribuições somadas.

Para exemplificar, consideremos o hipotético sistema de produção considerado no ponto anterior e constituído por 5×60 MW unidades com $FOR = 0.01$, a alimentar um sistema com um diagrama de carga linear, mas agora com um pico de 200 MW, mas com o mesmo factor de vazio, i.e., a relação entre a potência máxima e a potência mínima do diagrama de cargas mantem-se. O número de dias durante os quais o sistema não será capaz de alimentar a carga é de 0.0526 dias/ano.

Suponhamos agora que a carga prevista de 200 MW é o valor médio de uma distribuição normal com um desvio padrão de 10% (incerteza da previsão da carga). Incluindo a incerteza da previsão do consumo teremos, para os diversos valores da carga máxima, os resultados que estão apresentados na Tabela 12.1.

Tabela 12.1 – Inclusão da incerteza na previsão do consumo

Nº σ (1)	Nível Carga (2)	Probabilidade Carga (3)	d/ano (4)	d/ano (3) × (4) (5)
-3	140	0.006	0.0005	0.000003
-2	160	0.061	0.0010	0.000064
-1	180	0.242	0.0015	0.000378
0	200	0.382	0.0526	0.020123
+1	220	0.242	0.1037	0.025110
+2	240	0.061	0.1548	0.009447
+3	260	0.006	2.7112	0.016267
				0.071392

A partir dos resultados incluídos na tabela 12.1 será então possível calcular o risco do sistema, tendo em consideração a incerteza do consumo.

Assim, temos na coluna 2 da Tabela 12.1, os níveis de carga que correspondem ao ponto médio dos intervalos em que foi dividida a distribuição normal. Da figura 12.1, podemos tirar a probabilidade de ocorrência desses níveis, cujos valores foram calculados na coluna 3 da tabela 12.1. Para cada nível de carga, admitindo que todos os diagramas de carga têm o mesmo factor de vazio, calcula-se o risco do sistema. São os valores colocados na coluna 4 (estes valores foram calculados no ponto 10). Pesando o risco do sistema para um dado nível de carga, pela probabilidade desse nível de carga ocorrer, construímos a coluna 5. Adicionando todos os valores da coluna 5, calculamos o risco do sistema, considerando a incerteza do consumo. Para este sistema é de 0.072 dias por ano, o que quer dizer que em 100 anos haverá 7 dias em que o sistema não será capaz de alimentar a ponta do diagrama de cargas. Este resultado mostra que, a inclusão da incerteza na previsão da carga, fez aumentar o risco do sistema.

13 - FIABILIDADE DO SISTEMA COMPOSTO

Nos pontos anteriores analisou-se a fiabilidade do sistema de produção. De facto, devido á facilidade com que estes estudos podem ser feitos, são hoje correntemente realizados pelas empresas de produção e transporte de energia eléctrica. Embora esses índices de fiabilidade sejam importantes para o planeamento do sistema de produção, não são suficientes para definir a qualidade de serviço que é oferecida aos consumidores. Há assim, necessidade de considerar a influência do sistema de transporte e distribuição na qualidade de serviço oferecida aos consumidores.

Quando se estudou a aplicação dos métodos probabilísticos ao cálculo dos índices de fiabilidade, o sistema de transmissão e distribuição é considerada como 100% fiável, situação que não é correcta. A situação está esquematicamente representada na figura 13.1.

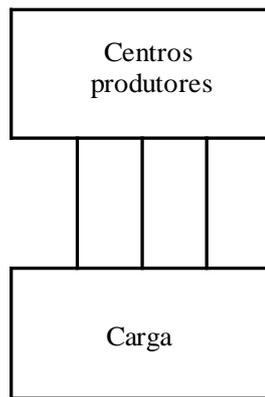


Fig. 13.1 -Representação esquemática de um sistema eléctrico, considerando o sistema de transporte como 100% fiável

É evidente que tais índices têm um significado muito restrito, pelo que há necessidade de considerar a influencia do sistema de transporte. A nova situação pode ser representada esquematicamente pela figura 13.2.



Fig. 13.2 - Representação esquemática de um sistema eléctrico, para estudos de fiabilidade, considerando o sistema de transporte.

A consideração da localização geográfica dos centros produtores leva a que haja necessidade de que para cada uma das situações possíveis seja resolvido um trânsito de potências para se verificar se todas as cargas estão a ser alimentadas. Para cada uma das configurações possíveis do sistema produtor, há necessidade de o combinar com o sistema de transporte, isto é, saber se as cargas continuam a ser alimentadas quando há linhas fora de serviço. Facilmente se verifica a dimensão do problema e a sua dificuldade de implementação prática.

A análise da fiabilidade de um sistema composto é na realidade um problema muito complexo e que exige um enorme esforço computacional. Devido porém à sua enorme importância é uma área em que existem de momento várias equipas de investigação dedicando-se ao estudo deste problema e muitos trabalhos têm sido publicados recentemente.

Atendendo ao enorme esforço computacional que a resolução do problema exige e ao número de trânsitos de potências que há necessidade de resolver, tem sido uma solução muito frequente a utilização do modelo de corrente continua, para analisar o comportamento do sistema após a saída de uma ou mais linhas de serviço.

Quando há falta de capacidade de produção de energia eléctrica no sistema devido a uma avaria num dos grupos e se não houver reserva disponível, a carga e/ou a tensão têm que ser reduzidas.

A carga poderá ser reduzida em todos os barramentos ou então poderá haver alguns barramentos considerados prioritários nos quais só haverá redução de cargas em último caso.

A saída de serviço de uma ou mais linhas poderá originar que uma ou mais linhas fiquem sobrecarregadas ou que alguns barramentos fiquem isolados do sistema. Por vezes, o sistema pode ficar dividido em duas ou mais partes independentes e nesse caso cada uma dessas partes tem que ser estudada independentemente. Este porém não é o caso mais frequente.

Quando a saída de serviço de uma ou mais linhas origina o isolamento de parte do sistema, o mais frequente é apenas ficar isolada do resto do sistema um ou dois barramentos interligados.

Consideremos um barramento A, interligado a um SEE por três linhas -1,2,3 (fig. 13.3).

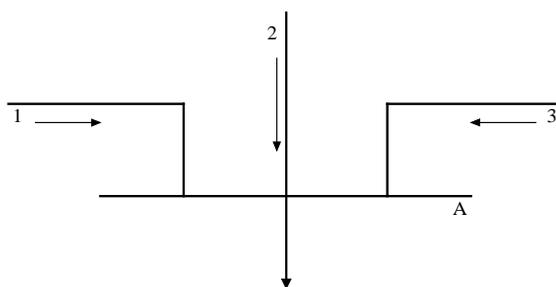


Fig. 13.3 - Barramento interligado a um SEE por 3 linhas

O barramento A só ficará isolado do sistema se as três linhas saírem simultaneamente de serviço. Equivale a dizer que o barramento A ficará isolado do sistema quando houver perda de continuidade para o barramento A.

Suponhamos que a capacidade das linhas é de 100 MW e que no barramento há uma carga de 250 MW. Suponhamos que há uma linha que sai de serviço. Embora continue a haver continuidade para o barramento A, o barramento A deixa de poder alimentar a carga. Diremos, neste caso, que houve uma perda parcial de continuidade para o barramento A.

Ter em atenção que o diagrama de cargas não é constante e que 250 MW representa o máximo da potência no barramento. Assim, para que haja uma perda de continuidade parcial para o barramento A, é necessário que as linhas não estejam todas disponíveis quando a carga é superior à capacidade das linhas disponíveis.

No caso de barramentos interligados o problema complica-se, porque para a análise da perda parcial de continuidade há necessidade de definir quais os barramentos que são afectados.

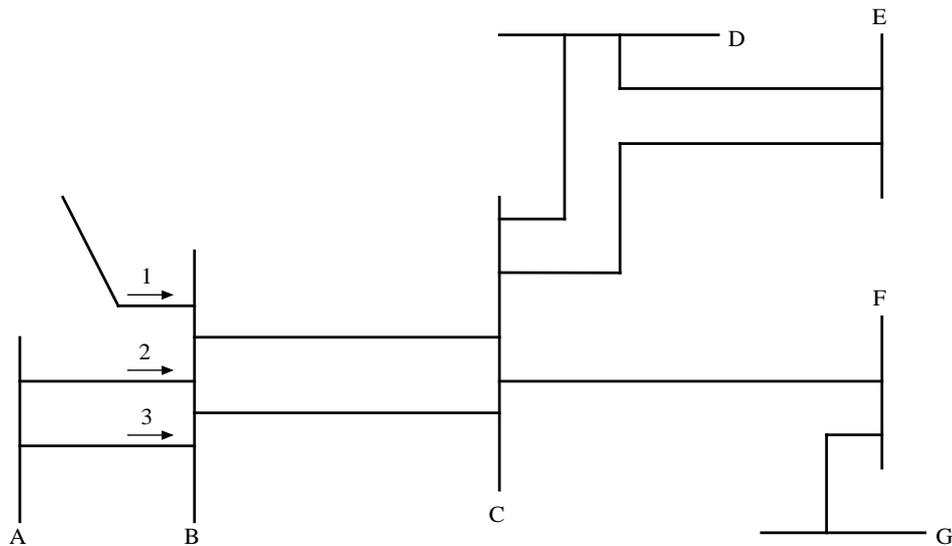


Fig. 13.4 - Barramentos interligados de um SEE

No caso de saída de serviço de uma das linhas 1,2 e 3 e a potência recebida no barramento B não ser suficiente para alimentar todas as cargas alimentadas por este barramento não é evidente em que barramentos terá que haver uma redução de carga.

Para calcular os índices de fiabilidade dos SEE há necessidade de considerar como já referido, o sistema produtor e o sistema de transmissão. Para o sistema produtor terá que se construir uma tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço.

Para se poder entrar em consideração com o sistema de transporte há que ter em atenção a localização física dos centros produtores e dos centros de consumo. A situação está representada esquematicamente na figura 13.5.

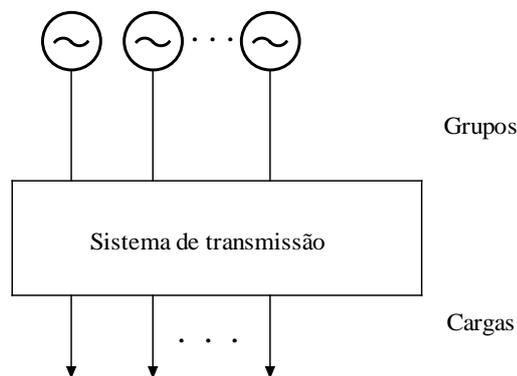


Fig. 13.5 - Representação esquemática de um SEE, considerando a localização geográfica das cargas e dos grupos

Para exemplificar o que foi exposto consideremos o hipotético sistema representado na Fig. 13.6.

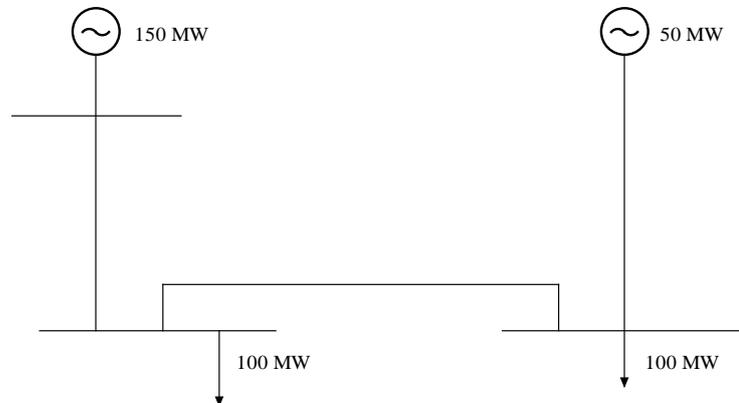


Fig. 13.6 - SEE hipotético com quatro barramentos

Se a capacidade de cada uma das linhas for de 100 MW é fácil de ver que esta configuração do sistema produtor não é um sucesso. Porém, se se não considerarem as linhas de transmissão e apenas se considerar a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, esta configuração dos centros produtores seria considerada como um sucesso.

A informação contida na tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, embora importante, não é contudo suficiente para se considerarem as limitações do sistema de transporte. Há necessidade de incluir na tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço informação relativa à localização geográfica dos grupos.

Para ilustrar este ponto consideremos o sistema representado na figura 13.7. Suponha que a carga do sistema é de 300 MW e que o número e capacidade dos grupos é dado na Tabela 13.1.

Tabela 13.1 - Número e capacidade dos grupos do sistema

Barramentos	nº de grupos	Capacidade (MW)
1	2	50
2	2	100
3	2	100
Capacidade Total →		500

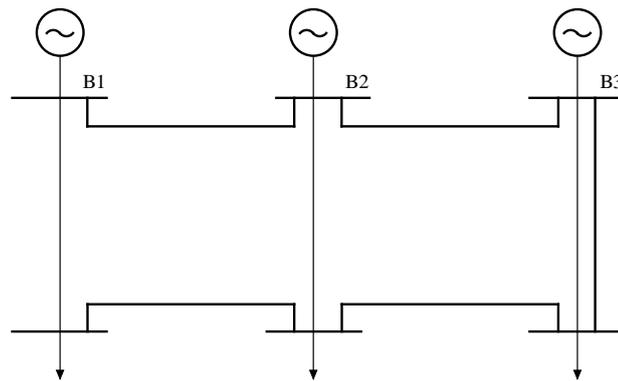


Fig. 13.7 - SEE com seis barramentos

A tabela 13.2 mostra as possíveis capacidades fora de serviço para cada um dos barramentos.

Tabela 13.2 - Tabela das possíveis capacidades fora de serviço para cada um dos barramentos

Barramento 1 (MW)	Barramentos 2+3 (MW)
0	0
50	100
100	200

Combinando as tabelas 13.1 e 13.2, podemos construir a tabela das possíveis capacidades fora de serviço para o sistema. A tabela das possíveis capacidades fora de serviço para o sistema é dado na Tabela 13.3.

Tabela 13.3 - Possíveis capacidades fora de serviço para o sistema

Capacidades fora de serviço (MW)
0
50
100
150
200
250
300
350
400
450
500

Considerando apenas a carga do sistema e o sistema produtor, todas as configurações do sistema produtor em que a capacidade fora de serviço seja igual ou inferior a 200 MW, constituirão um sucesso do sistema.

Porém, se incluirmos as limitações do sistema de transmissão, passará a haver configurações de sistema produtor que pelo critério anterior eram sucesso e que o deixam de ser.

Consideremos as configurações do sistema produtor correspondentes a uma produção de 300 MW (200 MW fora de serviço). Vê-se facilmente que há cinco configurações do sistema produtor, capazes de produzir 300 MW.

As configurações serão :

$$\begin{aligned}
 &200 \text{ MW (B2)} + 100 \text{ MW (B3)} \\
 &100 \text{ MW (B1)} + 100 \text{ MW (B2)} + 100 \text{ MW (B3)} \\
 &100 \text{ MW (B2)} + 200 \text{ MW (B3)} \\
 &100 \text{ MW (B1)} + \quad \quad \quad + 200 \text{ MW (B3)} \\
 &100 \text{ MW (B1)} + 200 \text{ MW (B2)}
 \end{aligned}$$

Estas configurações do sistema produtor apenas poderão ser consideradas como um sucesso se o sistema de transmissão for capaz de transportar estas potências dos centros de produção para os centros de consumo.

Consideremos que 75 MW é a capacidade de cada uma das linhas. Quando uma das três linhas que interliga o barramento 3 com o resto do sistema está fora de serviço, a capacidade máxima que pode ser fornecida pelo barramento 3 é de 150MW Neste caso, é claro, que apenas três, das cinco configurações do sistema produtor, constituem um sucesso para o sistema devido às limitações do sistema de transporte.

Do exposto se vê da necessidade de incluir o sistema de transporte e a localização geográfica dos centros produtores em estudos de fiabilidade de SEE.

Para a análise da fiabilidade do sistema composto haverá então necessidade de definir o que se entende por sucesso ou insucesso do sistema.

Uma das formas de definir insucesso do sistema (ou estado de avaria) é o de o considerar como tal quando há alguma carga que não pode ser alimentada. Tal definição leva que o número de estados de avaria a serem considerados num sistema seja enorme, perdendo assim, o seu significado importância. Os índices assim definidos seriam índices globais do sistema. A tendência actual é a de trabalhar com índices locais em lugar de índices globais atendendo ao fraco significado destes últimos. Os índices locais, isto é, os índices de fiabilidade de um barramento definem a qualidade de serviço do barramento, o que é extraordinariamente mais importante. A combinação dos índices locais dos diversos barramentos permite a definição dos índices globais do sistema.

A definição do estado de avaria de um barramento pode ser feito tendo só em atenção a incapacidade de o barramento alimentar as cargas ou tendo em atenção

também se os limites de tensão admitidos para o barramento são violados ou não. Os estudos entrando em consideração com a violação dos limites de tensão são muito mais complexos e computacionalmente muito mais pesados, daí a sua pouca divulgação.

A análise da fiabilidade de um sistema composto assentará na análise de todas as possíveis configurações do sistema de produção/transporte e na definição de cada uma dessas situações, como situações de sucesso ou de avaria e no cálculo da probabilidade de ocorrência dessas configurações. Obviamente se verifica a incapacidade prática da resolução de tal problema para sistemas de dimensão real, atendendo à dimensão do problema e ao esforço computacional necessário. Há então necessidade de limitar o número de estados a considerar para o que têm sido consideradas várias metodologias, das quais se salientam^(12,13,14):

- Análise da saída de serviço das linhas em que circula maior potência;
- Análise da saída de serviço das linhas mais fortemente carregadas, isto é, daquelas em que a relação entre a capacidade da linha e a potência que lá circula é mais próxima de 1;
- Cálculo de um "Performance Index" que tem em consideração a capacidade do circuito e a potência que lá circula, cujo objectivo é "pesar" a importância da saída dos diferentes componentes do sistema.

Qualquer uma das metodologias acabadas de referir tem por objectivo ordenar as linhas de acordo com a "severidade" para o sistema que a sua saída provoca. Uma vez tal ordenação conseguida, analisaríamos então apenas o comportamento do sistema perante a saída das linhas consideradas mais "importantes", em termos de segurança para o sistema. Facilmente se vê a dificuldade que há em tal ordenação, pelo que muitas vezes se recorre a uma ordenação empírica, obtida por análise da severidade das avarias que se tem verificado no sistema.

Notar que quando para uma dada configuração do sistema de produção se analisa o comportamento do sistema perante a saída de linhas e se encontra que a saída de uma dada linha origina a sobrecarga de outros componentes, é necessário verificar se por um redespacho do sistema de produção não é possível arranjar outra configuração para o sistema de produção, de modo que a sobrecarga desapareça e assim tal configuração do sistema de transporte possa ser considerado como um sucesso. Para a saída de uma dada linha, o redespacho pode ser conseguido utilizando o método dos coeficientes de sensibilidade⁽¹⁴⁾.

14. CONCEITO DE PROBABILIDADE CONDICIONADA APLICADA AO CÁLCULO DA FIABILIDADE DO SISTEMA COMPOSTO

Como se sabe do estudo das probabilidades, no caso do acontecimento A ser dependente dos acontecimentos B_i, mutuamente exclusivos, teremos:

$$P(A) = P(A|B_i) \cdot P(B_i) \quad (14.1)$$

Em Sistemas Eléctricos de Energia podemos admitir que o acontecimento A é a avaria do sistema, avaria essa que é dependente de um conjunto de avarias, por exemplo saída de serviço de linhas. Podemos além disso, admitir que os componentes que originam a avaria do sistema apenas podem residir em dois estados: avaria ou sucesso. No caso de designarmos estes estados por B_a e B_s , temos

$$P(A) = P(A|B_s) \cdot P(B_s) + P(A|B_a) \cdot P(B_a) \quad (14.2)$$

expressão esta que expressa em palavras significa que:

$P(\text{de avaria do sistema}) = P(\text{avaria do sistema, admitindo que B é um sucesso}) \cdot P(B \text{ ser um sucesso}) + P(\text{avaria do sistema, admitindo que B está avariado}) \cdot P(B \text{ estar avariado})$

A aplicação deste método a Sistemas Eléctricos de Energia é bastante trabalhoso e há assim necessidade de recorrer ao cálculo automático.

Exemplo de aplicação

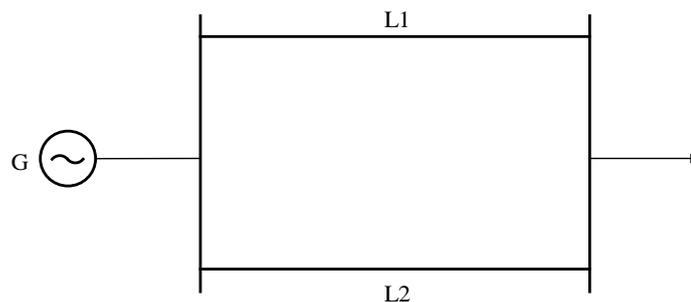


Fig. 14.1 - Sistema Eléctrico de Energia

Consideremos o sistema representado na figura 14.1, que é constituído por um alternador a alimentar um barramento por intermédio de duas linhas em paralelo. Seja

P_G - probabilidade do sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga.

P_c - incapacidade do sistema de transporte, isto é probabilidade de a carga a alimentar exceder a capacidade de transmissão das linhas

$P_c(1)$ - probabilidade da carga exceder a capacidade da linha 1

$P_c(2)$ - probabilidade da carga exceder a capacidade da linha 2

$P_c(1,2)$ - probabilidade da carga exceder a capacidade das linhas 1 e 2

Q_s - probabilidade de avaria do sistema

R_i - probabilidade da linha i estar disponível

Q_i - probabilidade da linha i não estar disponível

Aplicando a equação (14.1), ao Sistema Eléctrico de Energia representado na fig.14.1, temos:

$$Q_s = Q_s(\text{L1 em serviço}) R_1 + Q_s(\text{L1 avariado}) \cdot Q_1 \quad (14.3)$$

A equação 13.3 pode ser calculada considerando a linha L1 em serviço e avariada.

a) Considerando a linha 1 em serviço teremos:

$$Q_s(\text{L1 em serviço}) = Q_s(\text{L2 em serviço}) R_2 + Q_s(\text{L2 avariada}) Q_2 \quad (14.4)$$

Considerando as duas linhas L1 e L2 em serviço o sistema pode apenas avariar devido a incapacidade do sistema de produção ou por a potência a transportar ser superior à capacidade das linhas. Como são acontecimentos independentes temos:

$$Q_s(\text{L2 em serviço}) = P_G + P_c(1,2) - P_G P_c(1,2) \quad (14.5)$$

Considerando a linha L1 em serviço e L2 avariada, a equação será análoga à equação (14.5)

$$Q_s(\text{L2 avariada}) = P_G + P_c(1) - P_G P_c(1) \quad (14.6)$$

Substituindo as equações (14.5) e (14.6) na equação (14.4) teremos:

$$Q_s(\text{L1 em serviço}) = R_2 [P_G P_c(1,2) - P_G P_c(1,2)] + Q_2 [P_G + P_c(1) - P_G P_c(1)] \quad (14.7)$$

b) Considerando a linha L1 fora de serviço

$$Q_s(\text{L1 fora de serviço}) = Q_s(\text{L2 em serviço}) R_2 + Q_s(\text{L2 avariada}) Q_2 \quad (14.8)$$

Quando a linha L1 está avariada e a linha L2 está em serviço por analogia com a equação (14.6), teremos:

$$Q_s(\text{L2 em serviço}) = P_G + P_c(2) - P_G P_c(2) \quad (14.9)$$

Considerando as linhas L1 e L2 avariadas teremos:

$$Q_s(\text{L2 avariada}) = 1 \quad (14.10)$$

porque a carga está separada do sistema de produção, sendo então a indisponibilidade do sistema acontecimento certo.

Substituindo as equações (14.9) e (14.10) na equação (14.8) teremos:

$$Q_s(\text{L1 avariada}) = R_2 [P_G + P_C(2) - P_G P_C(2)] + Q_2 \quad (14.11)$$

Substituindo as equações (14.7) e (14.10) na equação (14.3) teremos a seguinte expressão para o sistema:

$$Q_s = R_1 \left\{ R_2 [P_G + P_C(1,2) - P_G P_C(1,2)] + Q_2 [P_G + P_C(1) - P_G P_C(1)] \right\} + Q_1 \left\{ R_2 [P_G + P_C(2) - P_G P_C(2)] + Q_2 \right\} \quad (14.22)$$

A probabilidade de avaria Q_k para um barramento k de um sistema pode ser expressa por:

$$Q_k = \sum_j P(B_j) (P_{gj} + P_{lj} - P_{lj}) \quad (14.23)$$

em que:

- B_i -incidente no sistema de transmissão (incluindo a não existência de incidentes)
- P_{gj} - probabilidade de a capacidade do sistema de produção fora de serviço ser superior à reserva
- P_{lj} - probabilidade de a carga no barramento k exceder a carga máxima que pode ser alimentada no barramento.

15 - ÍNDICES DE FIABILIDADE

Para se poder quantificar a fiabilidade de um Sistema de Energia Eléctrica há necessidade de calcular índices de fiabilidade. Para que tal seja possível é necessário definir o que se entende por sucesso e insucesso do sistema de acordo com as características específicas do sistema que está a ser estudado e com os objectivos do estudo.

Para a definição de sucesso e de insucesso do sistema tem-se em atenção normalmente os seguintes factores :

- interrupção de cargas (frequência e duração das interrupções);
- incapacidade para o sistema alimentar todas as cargas;
- - energia não fornecida;
- tensões fora dos limites contractuais;
- elementos da rede sobrecarregados.

Os índices de fiabilidade poderão ser calculados para os diversos barramentos do sistema ou então podem-se calcular índices globais para o sistema. Os índices calculados para os barramentos do sistema produção/transporte podem ser usados para cálculo de índices de fiabilidade do sistema de distribuição.

De acordo com a definição de sucesso e insucesso do sistema tem que se escolher os índices mais apropriados. Normalmente os índices que se calculam para um SEE são:

λ - taxa de avarias

r - duração média da avaria

U - indisponibilidade anual

L - valor médio da carga não alimentada (kW ou MW) ou potência média cortada

E - valor médio da energia anual não fornecida (kWh/ano ou MWh/ano)

O uso apenas dos três primeiros índices λ , r e U, como ainda é feito em muitos estudos, tem alguns inconvenientes:

- não permite distinguir entre a impossibilidade da alimentação de grandes e pequenas cargas;
- não permite ter em consideração o crescimento do consumo (pelos actuais consumidores ou pela inclusão de novos consumidores);
- não permite o estudo do custo económico da energia não fornecida, a comparação de situações alternativas, nem a escolha da melhor altura para reforçar a rede.

O cálculo do L permite a eliminação das duas primeiras limitações dos índices r e U e com o cálculo de E a última limitação é eliminada.

O uso de estes cinco índices (λ, r, U, L e E) permite uma boa interpretação da fiabilidade dos barramentos de SEE, ou do sistema como um todo.

A partir do diagrama de cargas classificado é possível facilmente o cálculo do valor médio da carga não alimentada (L) e do valor médio da energia não fornecida (E).

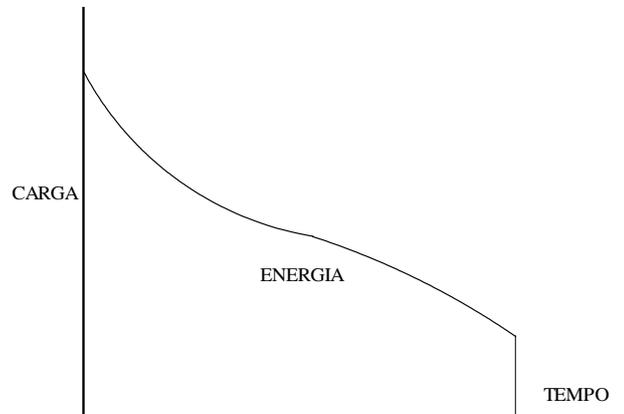


Fig. 15.1 - Energia não fornecida (E)

No caso de uma perda parcial de continuidade o valor médio da carga não alimentada não será o valor médio da carga ligada ao barramento em estudo, mas o valor médio da carga em excesso ao valor da carga máxima que nessa situação o barramento pode alimentar (Fig. 15.2).

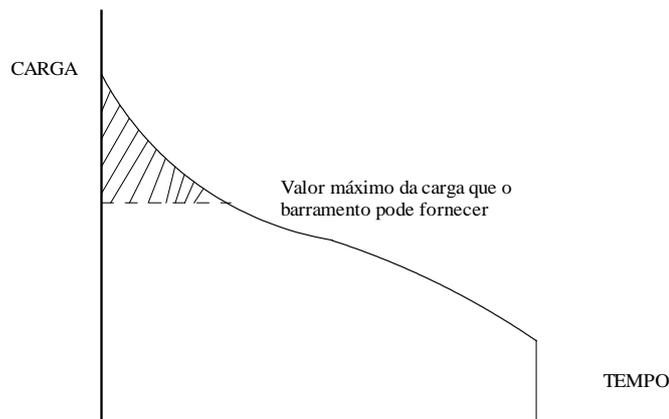


Fig. 15.2 - Energia não fornecida devido à perda parcial de continuidade

Tendo calculado os cinco índices de fiabilidade (λ , r , U , L e E) para cada ponta de carga do sistema e para cada barramento, é possível calcular então os índices globais do sistema, considerando o princípio dos elementos em série:

$$\lambda_p = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

$$U_p = \sum_{i=1}^n U_i$$

$$r_p = U_p / \lambda_p$$

$$E_p = \sum_{i=1}^n E_i$$

$$L_p = E_p / U_p$$

16 - AVARIAS COM CAUSA COMUM EM SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

16.1 - CONCEITO DE AVARIA COM CAUSA COMUM

A possibilidade da realização de estudos de fiabilidade em SEE advem da existência de bancos de dados, resultando estes da recolha sistemática de dados estatísticos de incidentes ocorridos nos componentes do sistema. Com o desenvolvimento da informática, nomeadamente dos computadores pessoais, e a diminuição do seu custo em termos relativos, aliada à sensibilidade dos engenheiros para a utilização da informática, é possível a rápida realização e actualização de bases de dados. Para a recolha de dados é essencial que o analista defina à priori critérios realistas, que permitam um bom agrupamento dos dados recolhidos em classes.

Até há pouco tempo, a recolha de dados dos incidentes ocorridos nos componentes de um SEE partia de uma hipótese que era comum e aceite. Consideravam-se as avarias dos diversos componentes de um sistema como acontecimentos independentes. Verificava-se então, na prática, que a taxa de avarias para alguns sistemas era muito superior ao valor calculado com a hipótese anteriormente formulada. Contra o que parecia à primeira vista, isto é, incorrecção dos modelos e das técnicas utilizadas, o erro resultava do analista não se ter apercebido da existência de uma única causa que originava mais do que uma avaria. Houve necessidade de elaborar um modelo matemático que incluísse esse efeito que se denominou avarias com causa comum.

Os modos de avaria que passaremos a designar por "avarias com causa comum" são um tipo de avarias que existe em diversas situações práticas. Para melhor exemplificar o conceito, consideremos as duas situações reais seguintes:

- a) Um simples incêndio pode pôr inoperativas as bombas do sistema normal de arrefecimento de um reactor nuclear e as bombas de emergência, porque ambas as bombas se encontravam na mesma sala de máquinas ou porque o circuito que as alimenta utiliza o mesmo trajecto

b) Um acidente aéreo ou um desmoronamento pode tornar inoperativas duas linhas aéreas paralelas, pelo simples facto de que se encontram suportadas pelos mesmos apoios.

No primeiro dos casos o sistema deve ser concebido de tal modo, que este tipo de avarias por causa comum não possam surgir, colocando as bombas em salas diferentes e utilizando trajectos diferentes para os circuitos de alimentação. No 2º caso o sistema tem que estar preparado para suportar este tipo de avarias, porque razões económicas e de poluição visual limitam o número de corredores para linhas de transmissão que é possível estabelecer, principalmente nos arredores das grandes cidades. Estes exemplos mostram bem, o cuidado que o analista deve ter na identificação das causas que deram origem às avarias.

A identificação de avarias com causa comum baseia-se na existência de uma única causa externa ao sistema, e no facto de essa causa originar a saída de mais que um componente do sistema.

Acontecimentos internos ao sistema, que originam uma avaria em mais do que um componente do sistema, devem ser considerados como avarias dependentes e podem ser estudadas usando o conceito de probabilidade condicionada. Assim, podemos considerar como avarias dependentes, a saída de uma linha por uma causa exterior ao sistema, originando que outra linha fique em sobrecarga e posteriormente esta linha também saia de serviço. Este caso não será uma avaria com causa comum porque a 2ª linha saiu de serviço não por uma causa externa ao sistema mas devido a uma causa interna (a saída de serviço da 1ª linha).

16.2 MODELOS E TÉCNICAS DE CÁLCULO PARA AVARIAS COM CAUSA COMUM

No caso dos componentes de um sistema serem continuamente reparáveis, caso dos Sistemas Eléctricos, a maior parte das técnicas usadas para o cálculo dos índices de fiabilidade são baseadas directamente nos modelos de Markov.

Para análise de avarias com causa comum consideremos um sistema constituído por dois componentes em paralelo. Antes de se poder escrever a matriz de transição de probabilidades estocástica para o modelo em causa, que inclua as avarias com causa comum, há necessidade de analisar a sua validade. É necessário ter em atenção que para uma dada avaria com causa comum, os processos de reparação que se seguem podem ser diferentes. Por esse facto é costume considerarem-se pelo menos quatro modelos de fiabilidade, os quais diferem essencialmente devido ao modo de reparação do sistema quando ambos os componentes estão simultaneamente fora de serviço. Assim podem-se considerar os seguintes quatro casos:

- a) Os componentes avariados (por causas independentes ou por uma causa comum) são reparados simultaneamente, e as componentes são repostas em serviço individualmente, logo que estejam reparadas;
- b) Como em a) mas os componentes depois de reparados, podem ser repostos em serviço individualmente ou simultaneamente;
- c) O processo de reparação dos componentes é diferente consoante os componentes

avariaram por causas independentes ou por um causa comum. No caso de terem avariado independentemente são repostos em serviço como em a) mas no caso de terem avariado por uma causa comum são repostos em serviço simultaneamente;

- d) Como em c) mas os componentes que avariaram por uma causa comum podem ser repostos em serviço quer individualmente, quer simultaneamente.

O diagrama representado na fig. 16.1 representa o caso a) e b) no qual $\mu_{12}=0$ para o caso a) e $\mu_{12} > 0$ para o caso b). O diagrama representado na fig. 16.2 representa os casos c) e d), sendo $\mu_{1c} = \mu_{2c} = 0$ para o caso c) e $\mu_{1c} > 0$ e/ou $\mu_{2c} > 0$ para o caso d). Ambos os diagramas mostram que os componentes 1 e 2 podem avariar por causas independentes respectivamente com as taxas de avaria λ_1 e λ_2 ou por uma causa comum com uma taxa de avarias de λ_{12} .

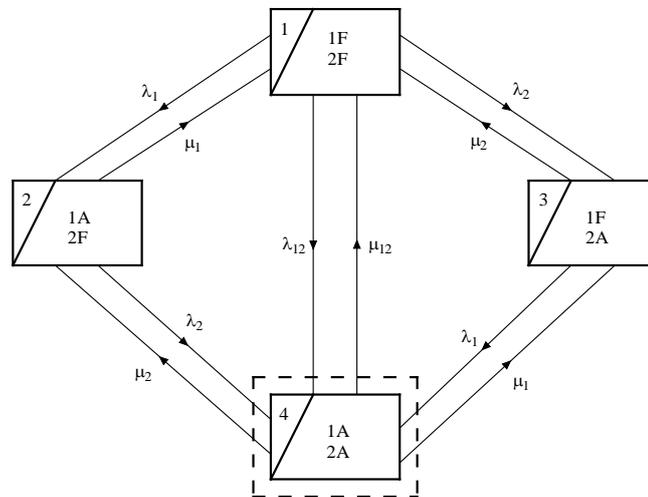


Fig. 16.1 - Diagrama para os casos a) e b)

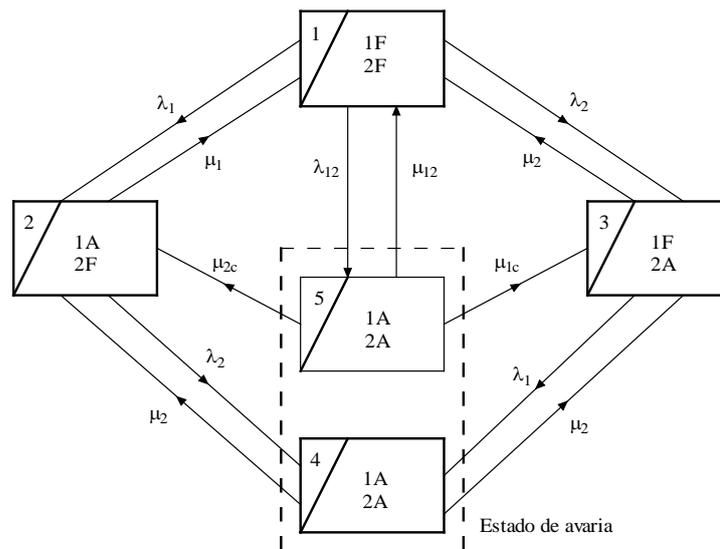


Fig. 16.2 - Diagrama para os casos c) e d).

Quando os componentes 1 e 2 estão avariados podem ser repostos em serviço com uma taxa de reparação de μ_1 , e μ_2 respectivamente. Quando ambos os componentes estão simultaneamente avariados os dois componentes podem ser repostos em serviço simultaneamente com uma taxa de reparação de μ_{12} . No caso d), quando ambos os componentes avariaram simultaneamente, os componentes 1 e 2 podem ser repostos em serviço independentemente, com taxas de reparação μ_{1c} , e μ_{2c} respectivamente.

Note-se que o significado de μ_{12} é diferente nos dois diagramas e que pode ser zero nos diagramas da fig. 16.1, mas tem sempre valor diferente de zero no caso c) da fig. 16.2.

16.2.1 - Cálculo dos casos a) e b)

A matriz estocástica de transição de probabilidades para o diagrama da fig. 16.1 está representada na fig. 16.3.

$$\begin{bmatrix} 1 - (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{12}) & \mu_1 & \mu_2 & \mu_{12} \\ \lambda_1 & 1 - (\lambda_1 + \mu_1) & 0 & \mu_2 \\ \lambda_2 & 0 & 1 - (\lambda_1 + \mu_2) & \mu_1 \\ \lambda_{12} & \lambda_2 & \lambda_1 & 1 - (\mu_1 + \mu_2 + \mu_{12}) \end{bmatrix}$$

Fig. 16.3 - Matriz de transição de probabilidades para o diagrama da fig. 16.1

A partir desta matriz e atendendo a que $\sum_{i=1}^4 P_i = 1.0$ podemos calcular as probabilidades limites para cada um daqueles estados.

Então

$$P_1(1 - \lambda_1 - \lambda_2 - \lambda_{12}) + P_2 \mu_1 + P_3 \mu_2 + P_4 \mu_{12} = P_1$$

$$P_1 \lambda_1 + P_2(1 - \lambda_2 - \mu_1) + P_4 \mu_2 = P_2$$

$$P_1 \lambda_2 + P_3(1 - \lambda_1 - \mu_2) + P_4 \mu_1 = P_3$$

$$P_1 \lambda_{12} + P_2 \lambda_2 + P_3 \lambda_1 + P_4(1 - \mu_1 - \mu_2 - \mu_{12}) = P_4$$

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1$$

Resolvendo este sistema de equações lineares obteremos as probabilidades estacionárias para os quatro estados possíveis do sistema. Para o estado 4, que representa o estado de avaria do sistema temos

$$P_4 = \lambda_1 \lambda_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_{12} (\lambda_1 + \mu_2) (\lambda_2 + \mu_1) / D_1 \quad (16.1)$$

em que:

$$D_1 = (\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)(\lambda_1 + \mu_1 + \lambda_2 + \mu_2 + \lambda_{12} + \mu_{12}) + (\lambda_1 + \mu_1)(\mu_{12} + \lambda_1 + \lambda_{12} + \mu_1) + (\lambda_2 + \mu_2)(\mu_{12}\lambda_2 + \lambda_{12}\mu_2)$$

Normalmente costuma considerar-se que

$$\lambda_1 + \mu_1 = \mu_1 ; \lambda_2 + \mu_2 \square \mu_2 ; \lambda_2 + \mu_1 \square \mu_1 ; \lambda_1 + \mu_2 \square \mu_2$$

e

$$\lambda_{12} + \mu_1 + \mu_2 \square \mu_1 + \mu_2 \square \mu_2$$

Assim a equação (16.1) tomará a forma

$$P_4 = \lambda_1\lambda_2(\mu_1 + \mu_2) + \lambda_{12}\mu_1\mu_2 / D_2 \quad (16.2)$$

em que $D_2 = \mu_1\mu_2(\mu_1 + \mu_2 + \mu_{12}) + \mu_{12}(\lambda_1\mu_1 + \lambda_2\mu_2) + \lambda_{12}(\mu_1^2 + \mu_2^2)$

Usando a equação (16.2) e resolvendo o sistema obteremos as seguintes probabilidades limites para os estados 1,2 e 3

$$P_1 = \left[(\mu_1 + \mu_2 + \mu_{12})(\mu_1\mu_2 - \lambda_1\mu_2 - \lambda_2\mu_1) + \mu_{12}(\lambda_1\mu_1 + \lambda_2\mu_2) + \lambda_{12}(\mu_1^2 + \mu_2^2 - \mu_1\mu_2) \right] / D_2$$

$$P_2 = \lambda_1\mu_2(\mu_1 + \mu_2 + \mu_{12}) / D_2$$

$$P_3 = \lambda_2\mu_1(\mu_1 + \mu_2 + \mu_{12}) / D_2$$

Se admitirmos que:

$$\mu_{12}(\lambda_1\mu_1 + \lambda_2\mu_2) \square \mu_{12}\mu_1\mu_2$$

e

$$\mu_1^2\lambda_{12} + \mu_2^2\lambda_{12} \square \mu_1^2\mu_2^2\mu_{12}$$

A equação (16.2) passará a ser

$$P_4 = (\lambda_1\lambda_2(r_1 + r_2) + \lambda_{12})r_e \quad (16.3)$$

em que:

$$r_1 = 1/\mu_1 ; r_2 = 1/\mu_2 ; r_{12} = 1/\mu_{12} \quad e$$

$$r_e = 1/(\mu_1 + \mu_2 + \mu_{12}) = r_1 r_2 r_{12} / (r_1 r_2 + r_2 r_{12} + r_{12} r_1)$$

Como a duração média do estado de avaria do sistema é r_e , isto é, a duração média simultânea de r_1 , r_2 e r_{12} , os índices de fiabilidade (taxa de avarias λ , duração média de avaria r , e indisponibilidade anual U) do sistema são:

$$\lambda = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) + \lambda_{12} \quad (16.4)$$

$$r = r_1 r_2 r_{12} / (r_1 r_2 + r_2 r_{12} + r_{12} r_1) \quad (16.5)$$

$$U = \lambda r \quad (16.6)$$

O número de vezes em que ambos os componentes são postos novamente em serviço simultaneamente é regra geral uma percentagem muito pequena do total e assim μ_{12} terá um efeito muito pequeno no cálculo do valor médio da duração do estado de avaria. Vários estudos têm sido feitos para a determinação do valor de λ_{12} (3), sendo normalmente aceite que λ_{12} tem um valor de cerca de 5% da taxa de avarias total do sistema. Embora λ_{12} seja pequeno comparado com os valores de λ_1 e λ_2 é o termo dominante nas equações (16.3) e (16.4) comparado com os valores dos produtos $\lambda_1 \lambda_2 r_1$ e $\lambda_1 \lambda_2 r_2$.

As equações (16.3) a (16.4) poderão ser simplificadas e passarão a ser:

$$P_4 = \lambda_{12} r \quad (16.7)$$

$$\lambda = \lambda_{12} \quad (16.8)$$

$$r = r_1 r_2 / (r_1 + r_2) \quad (16.9)$$

$$U = \lambda r \quad (16.10)$$

Estas últimas equações são bastante mais simples que as anteriores mas o erro introduzido aumenta bastante à medida que as taxas de avaria totais aumentam. Assim, normalmente, devem-se usar as equações (16.4) a 16.6).

16.2.2 - Cálculo dos casos c) e d)

A matriz estocástica de transição de probabilidades para o diagrama da fig. 16.2 está representado na fig. 16.4.

$$\begin{bmatrix} 1 - (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{12}) & \mu_1 & \mu_2 & 0 & \mu_{12} \\ \lambda_1 & 1 - (\lambda_2 + \mu_1) & 0 & \mu_2 & \mu_{2c} \\ \lambda_2 & 0 & 1 - (\lambda_1 + \mu_2) & \mu_1 & \mu_{1c} \\ 0 & \lambda_2 & \lambda_1 & 1 - (\mu_1 + \mu_2) & 0 \\ \lambda_{12} & 0 & 0 & 0 & 1 - (\mu_{12} + \mu_{2c} + \mu_{1c}) \end{bmatrix}$$

Fig. 16.4 - Matriz estocástica de transição de probabilidades para o diagrama da fig. 16.2.

Calculando, como no ponto anterior, as probabilidades limites para cada um dos cinco estados obtemos :

$$P_4 = (\lambda_1 + \mu_2)(\lambda_2 + \mu_1)D_3/D_5 \quad (16.11)$$

$$P_5 = K D_4/D_3 P_4 \quad (16.12)$$

$$\text{em que } K = \lambda_{12}/(\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c})$$

$$D_3 = \lambda_1\lambda_2(\lambda_1 + \mu_1 + \lambda_2 + \mu_2) + K\lambda_1\mu_{1c}(\lambda_2 + \mu_1) + K\lambda_2\mu_{2c}(\lambda_1 + \mu_2)$$

$$D_4 = \mu_1\mu_2(\lambda_1 + \mu_1 + \lambda_2 + \mu_2)$$

$$D_5 = (\lambda_1 + \mu_2)(\lambda_2 + \mu_1)(D_3 + D_4 + KD_4) + (\mu_1 + \lambda_2)(\mu_1D_3 + \lambda_2D_4 + K\mu_{1c}D_4) + (\lambda_1 + \mu_2)(\mu_2D_3 + \lambda_1D_4 + K\mu_{2c}D_4)$$

Considerando que

$$\lambda_1 + \mu_2 \square \mu_2; \lambda_2 + \mu_1 \square \mu_1; \lambda_1 + \mu_1 \square \mu_1; \lambda_2 + \mu_2 \square \mu_2$$

$$\mu_1\mu_2 + \lambda_1\mu_2 + \lambda_2\mu_1 \square \mu_1\mu_2; K \square 1; D_3 \square D_4$$

as equações (16.11) e (16.12) reduzem-se a

$$P_4 = \lambda_1\lambda_2(\mu_1 + \mu_2) + K\lambda_1\mu_{1c}\mu_1 + K\lambda_2\mu_{2c}\mu_2/\mu_1\mu_2(\mu_1 + \mu_2)$$

$$P_5 = K = \lambda_{12}/(\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c})$$

Como não há transição entre os estados 4 e 5 a frequência do estado de avaria do sistema é

$$f_a = f_4 + f_5 = P_4(\mu_1 + \mu_2) + P_5(\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c}) = \lambda_{12} + \lambda_1(\lambda_2r_1) + \lambda_2(\lambda_1r_2) + \lambda_{12}[\mu_{1c}/(\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c})](\lambda_1r_2) + \lambda_{12}[\mu_{2c}/(\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c})](\lambda_2r_1) \quad (16.15)$$

$$r_1 = 1/\mu_1$$

e

$$r_2 = 1/\mu_2$$

Quando ambos os componentes avariaram simultaneamente devido a uma causa comum as taxas de reparação μ_1 e μ_{2c} representam o número de vezes que os componentes 1 e 2, respectivamente, são repostos em serviço independentemente; μ_{12} representa o número de vezes que ambos os componentes são repostos em serviço simultaneamente. Os termos (λ_1r_2) e (λ_2r_1) representam a probabilidade dos componentes 1 e 2 avariarem durante o tempo de reparação dos componentes 2 e 1. Assim, os termos

$$\lambda_{12}[\mu_{1c}/(\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c})](\lambda_1r_2);$$

$$\lambda_{12}[\mu_{2c}/(\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c})](\lambda_2r_1);$$

da equação (16.15) são muito pequenos quer quando comparados com λ_{12} ou com os termos $\lambda_2(\lambda_1 r_2)$ e $\lambda_1(\lambda_1 r_2)$, uma vez que λ_{12} é uma percentagem muito pequena de λ_1 e λ_2 . Assim, as equações (16.13) e (16.15) reduzem-se a

$$P_4 = \lambda_1 r_1 \lambda_2 r_2 \quad (16.16)$$

$$f_a = \lambda_{12} + \lambda_1 \lambda_2 r_1 + \lambda_2 \lambda_1 r_2 \quad (16.17)$$

A probabilidade de o sistema estar avariado (P_4+P_5) é

$$P_a = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 + \lambda_{12} r_{12} \quad (16.18)$$

em que

$$r_{12} = \mu_1 / (\mu_{12} + \mu_{1c} + \mu_{2c})$$

Das equações (16.13), (16.15), (16.16) e (16.17) vê-se que o caso d) reduz-se ao caso c) se μ_{12} neste último caso, representar não apenas o número de vezes em que ambos os componentes são repostos em serviço simultaneamente mas o número total de transições do estado 5.

Como para componentes de um Sistema Eléctrico de Energia as taxas de ocorrência são numericamente quase iguais à frequência, os índices de fiabilidade do estado de avaria podem ser considerados como:

$$\lambda = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) + \lambda_{12} \quad (16.19)$$

$$U = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 + \lambda_{12} r_{12} \quad (16.20)$$

$$r = U/\lambda \quad (16.21)$$

Os dois modelos descritos permitem que num sistema formado por dois componentes em paralelo possa ser incluído o efeito de avarias com causa comum, usando as equações (16.4), (16.5), (16.6) e (16.19), (16.20) e (16.21). Destas equações vê-se que as expressões para as taxas de avaria são idênticas em ambos os casos, e que as expressões para o tempo médio de avaria e para a indisponibilidade anual são bastante diferentes. No caso de não existirem avarias com uma causa comum no sistema, as equações reduzem-se às equações normais para um sistema constituído por dois componentes em paralelo

$$\lambda = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (16.22)$$

$$r = r_1 r_2 / (r_1 + r_2) \quad (16.23)$$

$$U = \lambda r \quad (16.24)$$

Comparando as equações (16.4), (16.18) e (16.22) pode ver-se que a taxa de avarias do sistema, incluindo avarias independentes e avarias com causa comum, é dada pela soma das taxas de avarias dos dois tipos de avarias como se ocorressem independentemente. A mesma conclusão se pode tirar para a indisponibilidade anual, associada ao caso c), como se pode ver por comparação das equações (16.20) e (16.24). Para o primeiro modelo, casos a) e b), já não é verdade a mesma conclusão. Por outro lado, comparando as equações (16.5) e (16.23), observa-se que a duração do tempo médio de avaria no primeiro modelo é o tempo médio da reparação considerando que as reparações são separadas ou que são simultâneas, conclusão essa que não é verdadeira para o segundo modelo.

Dos comentários anteriores conclui-se então que os índices de fiabilidade de um acontecimento de segunda ordem, incluindo avarias com causa comum, podem ser calculados usando um sistema constituído por dois componentes equivalentes. O primeiro componente representa o efeito de acontecimentos independentes e o segundo representa os efeitos de avarias com causa comum. A taxa de avarias para os dois modelos e a indisponibilidade anual do sistema para o segundo modelo podem ser calculadas considerando os dois componentes equivalentes em série. A duração média da avaria para o primeiro modelo pode ser calculada como se os dois componentes equivalentes estivessem em paralelo.

16.4 - MODELOS PARA ACONTECIMENTOS DE 3ª ORDEM

Na prática é possível que a indisponibilidade simultânea de três componentes possa ter origem numa avaria simultânea com uma causa comum. O problema pode ser resolvido usando técnicas de Markov, fazendo simplificações análogas às usadas para acontecimentos de 2ª ordem. O problema pode porém também ser resolvido, de uma maneira mais expedita, a partir das equações deduzidas para acontecimentos de 2ª ordem.

17 - QUALIDADE DE SERVIÇO. ESTIMATIVA DOS CUSTOS DA ENERGIA NÃO FORNECIDA

Utilizando os conceitos de fiabilidade e os dados adequados é possível calcular os índices de fiabilidade para um sistema ou para um barramento. Os índices de fiabilidade não nos indicam porém qual o nível de qualidade de serviço que devemos proporcionar aos consumidores, nem a melhor forma de o conseguir.

A definição da qualidade de serviço que deve ser assegurada aos consumidores é um problema extremamente importante na medida em que condiciona os investimentos que a empresa deve fazer, e por conseguinte o preço que o consumidor vai pagar pela energia eléctrica. Assim, haverá sempre que decidir se determinado equipamento que vai melhorar a qualidade do serviço, mas exige um dado investimento, deverá ser instalado ou não. Há então necessidade de fazer um estudo do benefício para os consumidores de tal melhoria de qualidade, para se decidir se tal investimento se justifica ou não.

Para se poder quantificar o benefício para os consumidores da melhoria da qualidade de serviço é necessário quantificar o custo de energia não fornecida, o que é extremamente difícil. Na realidade, quantificando o custo da energia não fornecida é relativamente fácil quantificar a qualidade do serviço e fazer uma análise custo benefício.

O custo da energia não fornecida é muito diferente para as diferentes classes de consumidores. É assim usual considerar três classes de consumidores, domésticos, agrícolas e industriais - e atribuir um custo da energia não fornecida para cada uma destas classes.

No caso de um consumidor doméstico é difícil a atribuição de um valor na medida em que a falta de energia, por períodos de curta duração, de um modo geral apenas lhe origina o não acesso a um conjunto de comodidades a que está habituado. Assim, é difícil de saber quanto é que o consumidor está disposto a pagar a mais para que os cortes de energia não ocorram.

Para os consumidores agrícolas o valor da energia não fornecida irá depender muito da duração das interrupções, da hora a que se verifiquem e do tipo de exploração agrícola (exploração de gado, leiteira, estufas, aviários, etc.). Em algumas situações os prejuízos resultantes de interrupções prolongadas podem ser de tal modo elevados, que justifiquem a instalação de unidades de produção própria.

Quanto aos consumidores industriais os prejuízos resultam devido a :

- deterioração do equipamento, da produção ou dos materiais em transformação;
- perda de produção e/ou pagamento de horas extraordinárias, nomeadamente para conseguir cumprir os prazos de entrega.

Facilmente se vê que os prejuízos para os consumidores industriais dependerão muito da duração e hora da interrupção, bem como do tipo e dimensão da indústria.

Para que seja possível dispor de um valor bastante aproximado para o custo da energia não fornecida há necessidade de proceder a um estudo aprofundado para as diversas classes de consumidores. Quando tais estudos pormenorizados não existem é usual considerar para custo do kWh não fornecido, um valor compreendido entre 10 e 20 do custo do kWh fornecido.

18 - OBJECTIVOS DOS ESTUDOS DE FIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉCTRICOS

Resumidamente pode dizer-se que os principais objectivos dos estudos de fiabilidade em Sistemas Eléctricos são :

1. obtenção dos dados estatísticos necessários para a realização de estudos de fiabilidade;
2. a definição dos índices de fiabilidade e a selecção dos níveis dos índices de fiabilidade nos diversos sectores do Sistema Eléctrico

3. o desenvolvimento de modelos matemáticos para o cálculo dos índices de fiabilidade e a aplicação destes modelos a casos concretos;
4. discussão e verificação dos resultados obtidos (validação dos modelos desenvolvidos);
5. discussão de objectivos e preparação de recomendações.

Para se poderem realizar estudos de fiabilidade há necessidade de se dispor de dados estatísticos e os resultados a obter dependem fortemente da qualidade desses dados estatísticos.

A determinação dos dados estatísticos (taxas de avaria, taxas de reparação, tempo médio de avarias,...) para os componentes de um Sistema Eléctrico é basicamente feita em duas etapas: a recolha de dados e o cálculo dos dados estatísticos a partir da amostra.

Nos elementos de SEE é praticamente impossível obter dados estatísticos por testes de vida acelerada. A maioria dos dados estatísticos têm que ser recolhidos a partir dos elementos em serviço no Sistema Eléctrico. As empresas produtoras transportadoras e distribuidoras têm então que dispor de banco de dados, onde esta informação é armazenada e tratada de modo a se poder dispor de dados para os estudos de fiabilidade.

Nos primeiros bancos de dados a informação armazenada era orientada para a determinação dos índices dos pontos de consumo. Actualmente, em virtude do desenvolvimento dos estudos de fiabilidade, a informação armazenada está também a ser dirigida para a obtenção de dados estatísticos dos componentes.

Os dados típicos que devem ser recolhidos durante uma "avaria" são : razão de saída de serviço do componente - avaria ou manutenção; saída de serviço durante um período transitório ou permanente; o componente que originou a saída de serviço; razão da saída de serviço do componente e a duração da saída de serviço.

Quando há necessidade de tomar decisões acerca do nível de fiabilidade que se deve prever em qualquer ponto do Sistema Eléctrico, tem que se considerar o custo incremental do aumento da fiabilidade, os benefícios que se esperam da melhoria dos índices de fiabilidade e em que componentes ou zonas do sistema é que se devem fazer os investimentos conducentes à melhoria dos índices de fiabilidade.

É necessário não esquecer que o grau de fiabilidade que se espera nas várias zonas ou dos vários componentes do Sistema não é o mesmo e que o custo do aumento da fiabilidade do sistema tem que ser comparado com os prejuízos que se obteriam se o nível de fiabilidade não fosse aumentado.

O custo das interrupções tem que ser visto do lado das entidades produtoras e do lado dos consumidores. No primeiro caso o prejuízo é a perda das receitas da electricidade não fornecida aos clientes. No segundo caso há necessidade de quantificar os prejuízos sofridos por todos os consumidores. Para consumidores industriais estes prejuízos podem ser bastante grandes (perda de produção, inutilização de produtos em fase de fabrico - fornos de vidro,

fornos de siderurgia - e despesas para o reinício do fabrico). Para os consumos domésticos os prejuízos resultantes das interrupções de serviço são sempre difíceis de quantificar, na medida em que estão associados com perda de conforto ou de comodidades.

Há assim um grande número de parâmetros (sócio-económico, política de consumo de energia eléctrica, conservação da energia,...) que condiciona o nível de fiabilidade que se espera de um SEE. Porém, a aplicação de estudos de fiabilidade a SEE, permite que se consiga com menor custo os objectivos de qualidade definidos para o sistema em causa.

BIBLIOGRAFIA

1. BILLINTON R., "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach, Science Publishers, New York, 1970
2. BILLINTON R. and ALLAN R.N., "Reliability Evaluation of Engineering Systems – Concepts and Techniques", Plenum Press, 1994
3. SMITH, S.A., "Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outage", Electrical World, Vol. 103, Fevereiro 1934
4. SMITH,S.A., "Service Reliability measured by Probabilities of Outage", Electrical World, Vol. 103, Março 1934
5. CALABRESE, G., "Generating Reserve Capability Determined by the Probability Method", AIEE Transactions, Vol. 66, 1947
6. AIEE Committee Report, "Outages Rates of Steam Turbines and Boilers and of Hydro Units", AIEE Trans., Vol. 68, 1949
7. AIEE Committe Report "Application of Probability Methods to Generating Capacity Problems", AIEE Trans., PAS - 79, 1960
- 8.BILLINTON, R. "Composite System ReliabilityEvaluation", IEEE Transactions, PAS-89, 1969
- 9.IEEE Committe Report "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation", IEEE Trans., PAS-91, 1972
- 10.IEEE Committe Report "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1971-1977", IEEE Trans., PAS-97, 1978
- 11.ALLAN,R.N., BILLINTON R, LEE,S.H. "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1977-1982", IEEE Transaction, PAS-103, nº2, Fevereiro 1984
- 12.EJEBE, G.C, WOLLENBERG B.F., "Automatic Contingency Selection", IEEE Transaction, PAS-98, 1978
- 13.INISAIR,G.,SASSON A.M., LEVNER,D.,"Automatic Contingency Selection for on-line

- Security Analysis - Real Time Tests", IEEE Transactions, PAS-100, 1981
14. BARBOSA F.M., "Bulk Power System Reliability Evaluation", Ph.D. Thesis, UMIST, Manchester, England, 1979
 15. DIALYNAS E.N., "Reliability Evaluation of Electrical Power Systems", Ph.D. Thesis, UMIST, Manchester, England, 1979
 16. "Task Force of the APM Subcommittee Common Mode Forced Outages of Overhead Transmission Lines", IEEE Trans. PAS-95, 1976, pg. 859-864
 17. BILLINTON R., MEDICHERIA T.K.P., SACHDEV M.S., "Common Cause Outages in Multiple Circuit Power Lines", IEEE Trans. on Reliability R-17, pag. 128-131, 1978.
 18. GRAINGER J. J., STEVENSON JR. W. D., Power Systems Analysis, McGraw-Hill, New York 1994
 19. BILLINTON, R. E ALLAN, R. N., "Reliability Evaluation of Power System", Pitman, 1984
 20. GEORGE J. ANDERS, "Probability Concepts in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, 1990
 21. ROGER C. DUGAN, Mark F. McGranaghan, H. Wayne Beaty, "Electrical Power Systems Quality", McGraw-Hill, 1996
 22. ENDRENYI, J., "Reliability Modelling in Electric Power Systems", Wiley Publications, New York, 1978
 23. BILLINTON, R., ALLAN, R.N., "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", Plenum Press, New York, 1983
 24. BILLINTON, R., ALLAN, R.N., "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, New York, 1996
 25. ANDERS G., J., "Probability Concepts in Electric Power Systems", Wiley Publications, New York, 1999
 26. WENYAN LI, "Risk Assessment of Power Systems", Wiley – IEEE Press, New York 2005
 27. Reliability Test System Task Force of the IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, "IEEE Reliability Test System", IEEE Transactions, PAS-98, N° 6, Nov/Dec 1979, pp 2047-54

- 28 .ALLAN, R.N.,BILLINTON, R., ABDEL-GAWAD, N.M., “The IEEE Reliability test system – extensions to evaluation of the generation system”, IEEE Trans. On Power Systems, PWRS-1 (4), 1986, pp 1-7.

- 29 .ALLAN, R.N.,BILLINTON, R.,SHAHIDEHPOUR, S. M.,SINGH, C.,” “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1982-1987”, IEEE Transaction Power Systems, 3 (1988), pp. 1555-64

30. ALLAN, R.N.,BILLINTON, R., BRIEPHOHL, A. M.,GRIGG, C. H.,” “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1987-1991”, IEEE Transaction Power Systems, PWRS-9 (1) (1994).

- 31 - BILLINTON, R e KARKI R., “Capacity Reserve Assessment Using System Well-being Analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No.2, May 1999

PROBLEMAS

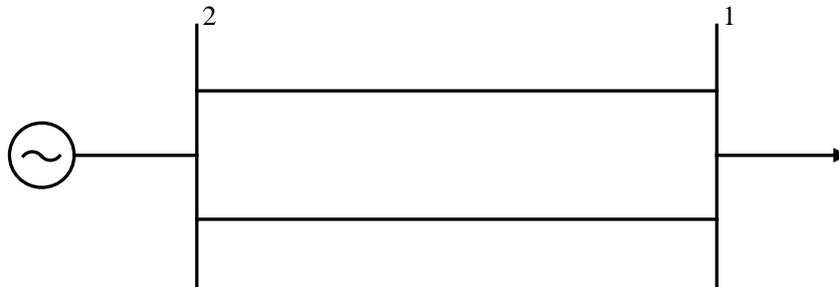
1. Considere um sistema produtor constituído por 3x20 MW unidades, com uma indisponibilidade de 3%, 2x50 MW unidades com uma indisponibilidade de 5% e uma unidade de 70 MW com uma indisponibilidade de 8%.
 - a) Construa a tabela das probabilidades individuais das capacidades fora de serviço (com três casas decimais).
 - b) Calcule o risco do sistema quando alimenta uma carga, com um diagrama anual de cargas classificada linear, com uma carga máxima de 150 MW e uma carga mínima de 50 MW.
 - c) Suponha que a carga prevista é o valor médio de uma distribuição normal com um desvio padrão de 13 1/3 %. Calcule o novo risco do sistema.
2. Considere um sistema produtor com 320 MW de capacidade instalada e com a seguinte tabela de probabilidades de capacidades fora de serviço

Cap. fora de serviço	Prob. Indiv.
0	0.8500
40	0.1400
80	0.0095
120	0.0005
160	0.0000

Suponha que o sistema está a alimentar um diagrama de cargas de potências classificadas, linear com um máximo 240 MW e um mínimo de 160MW.

- a) Calcule o risco do sistema. Diga qual o seu significado.
 - b) Calcule a nova tabela de probabilidades individuais quando uma unidade de 40 MW, com uma indisponibilidade de 0.01 é retirada do sistema.
3. Considere um sistema eléctrico de energia. Um barramento desse sistema é alimentado por duas linhas aéreas, instaladas no mesmo "corredor". Admita que as linhas, que são iguais, têm uma taxa de avarias de 11 av/ano e um tempo médio de reparação de 15 horas. Considere que 5% das avarias, são avarias com uma causa comum, e que a extremidade emissão das linhas está ligada a um barramento 100% fiável. Calcule os índices de fiabilidade do barramento alimentado por essas duas linhas. Critique a escolha que fez, do modelo que utilizar. Compare o resultado que obteve, com o que obteria no caso de não terem sido identificadas avarias com uma causa comum.

4. Calcule a indisponibilidade do barramento 1 (indisponibilidade do sistema)



- Sistema de produção 6x60 W ; FOR=0.01

- Carga

Diagrama de cargas de potência classificada linear, com um máximo de 290 MW e um mínimo de 100 MW

- Linhas

Duas linhas iguais, com uma taxa de avarias de 1 av/ano e um tempo médio de reparação de 10 h. A capacidade de cada linha é de 250 MW