



GMI/002

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO XII - GMI
ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

IMPACTOS DA MANUTENÇÃO NA DISPONIBILIDADE
E PERFORMANCE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Iony Patriota de Siqueira (*)
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO

RESUMO

A disponibilidade representa um dos principais indicadores de gestão e qualidade no atual modelo do setor elétrico brasileiro. Para quantificar a influência da manutenção nestes índices, o artigo define um modelo estatístico e uma metodologia de análise e otimização de políticas de manutenção. Partindo dos modos de falha de cada classe de equipamento, e das atividades de manutenção, define-se um modelo matemático, de estados discretos, com transições disparadas por eventos com distribuições estatísticas usuais em estudos de confiabilidade. Indicadores de desempenho são definidos sobre o modelo e correlacionados com índices de qualidade e eficiência do setor, e com parâmetros controláveis pelo gestor. Um sistema de programação não linear, é utilizado para calcular a periodicidade ótima da manutenção, para cada classe de equipamentos. O apêndice define a simbologia utilizada no modelo, não descrita no texto.

PALAVRAS-CHAVE: Manutenção - Modelo de Decisão - Otimização - Qualidade - Indicadores de Desempenho

1.0 INTRODUÇÃO

A recente reestruturação do setor elétrico nacional redefiniu os objetivos empresariais dos agentes do mercado de energia. Em especial, as empresas de transmissão, não mais responsáveis diretas pelo atendimento ao mercado, têm de atender a estritos critérios de disponibilidade e confiabilidade de equipamentos, definidos na regulamentação do setor (ANEEL), mas também por obrigações contratuais com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os critérios são traduzidos em metas e indicadores de eficiência e qualidade, que, associados a penalidades, acarretam conseqüências econômicas sobre a remuneração variável e tarifação aplicada à empresa.

Para análise deste cenário, sob a ótica da manutenção, este artigo propõe, na seção 2, *Modelagem*, um modelo estatístico probabilístico, adequado ao estudo de políticas de manutenção. Os modelos são simples mas genéricos, de forma a permitir a parametrização e

simulação de diferentes famílias de equipamentos e alternativas de manutenção.

Na seção 3, *Análise*, será mostrado como o modelo pode ser simulado para avaliar a disponibilidade e o desempenho dos equipamentos em estado transitório e permanente. Uma série de parâmetros característicos de cada população será definida e avaliada no modelo.

Finalmente, na seção 4, *Otimização*, um conjunto de indicadores de qualidade, incluindo a disponibilidade, será definido e correlacionado com os indicadores do setor elétrico. Cada indicador poderá ser utilizado como função objetiva em um modelo de otimização matemática padronizado, como suporte à decisão no planejamento da manutenção.

O *Apêndice* relaciona a simbologia utilizada no artigo, os softwares de simulação e banco de dados usados.

2.0 MODELAGEM

No cenário descrito acima, a performance é medida essencialmente pela frequência e duração com que cada equipamento encontra-se disponível para operação. Isto sugere inicialmente um modelo estocástico simples para cada equipamento, limitado a dois estados, conforme representado na figura a seguir.



Figura 1 – Modelo de Disponibilidade

A simplicidade deste modelo limita sua aplicabilidade em estudos de manutenção, por não identificar as atividades associadas. Para isto, pode-se particionar cada estado, associando os sub-estados aos eventos de interesse da manutenção. A indisponibilidade, por exemplo, pode ser classificada em *programada* ou *forçada*, conforme seja resultante de uma manutenção planejada ou intempestiva. Analogamente, a disponibilidade pode ser particionada em um estado *normal*, e um *anormal*, no qual existe alguma restrição

(*) Rua 15 de Março, 50, Bongü, Recife, PE, Fone +55(081)32294141, Email ionyp@chesf.gov.br

operacional ou probabilidade maior de indisponibilidade forçada, mesmo estando disponível para operação. Desta forma, pode-se conceituar, a priori, os seguintes estados mais prováveis de um equipamento:

1. **Normal** - apto a exercer sua função, sem restrições;
2. **Programado** - em manutenção preventiva/inspeção;
3. **Forçado** - em reparo ou manutenção corretiva;
4. **Anormal** - disponível, mas com restrições.

Os três primeiros estados são auto-explicativos, com a ressalva de que o estado **programado** poderá ocorrer mesmo com o equipamento em operação, quando a manutenção preventiva ou corretiva for realizada sem desligamento. O quarto estado representa um nível de degradação da performance do equipamento ou aumento da probabilidade de falha permanente, mas ainda insuficiente para provocar uma indisponibilidade forçada. Outros estados estatisticamente menos prováveis, podem ser incluídos, aumentando a partição e a complexidade do modelo.

Para completar o modelo, resta identificar as possíveis transições entre estados, e os eventos correspondentes, associando-os às atividades de manutenção. Dependendo da extensão e localização, defeitos internos aumentarão inicialmente a vulnerabilidade do equipamento, antes de evoluir para uma indisponibilidade forçada. Neste caso, a vulnerabilidade será modelada por uma transição do estado **normal** para **anormal**, no qual a probabilidade de evolução para uma indisponibilidade **forçada** é maior. Neste estado, apenas uma manutenção **corretiva** poderá corrigir o **defeito**, antes que ele evolua para uma **falha**. Note-se a distinção entre **defeito** e **falha**, tradicionalmente adotada pela ABNT [10] em estudos de confiabilidade, correspondentes, respectivamente, aos conceitos de **degradação** (“falha simultaneamente gradual e parcial, podendo ao longo do tempo tornar-se completa”), onde **falha completa** é o “termino da capacidade de um item desempenhar a função requerida”. Os conceitos normalizados de **falha gradual** (“que poderia ter sido detectada através de um exame prévio) e **falha parcial** (“que resulta de desvios das características, além de limites especificados, mas não a ponto de causar perda total da função requerida”)[10], descrevem exatamente o sentido atribuído ao estado **anormal**, neste artigo. Desta forma, pode-se listar, a priori, os seguintes eventos que afetam o estado do equipamento:

1. **Preventiva**: manutenção programada sem defeito;
2. **Corretiva**: manutenção programada com defeito;
3. **Reparo**: manutenção forçada para corrigir falha;
4. **Defeito**: degradação parcial do funcionamento;
5. **Falha**: interrupção forçada do funcionamento.

Estes eventos disparam as transições entre os estados do modelo, conforme ilustrado na figura 2.

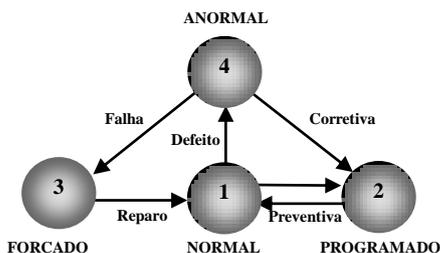


Figura 2 - Cadeia de Markov

Até agora o modelo foi estabelecido de forma geral, independente da natureza dos modos de falha e das atividades de manutenção associadas. Para cada tipo de

equipamento, as atividades preventivas e corretivas normalmente são determinadas por estudos de engenharia de manutenção. A metodologia RCM (*Reliability-centered Maintenance* [5,6,7]) tem sido utilizada com sucesso para este fim. O quadro a seguir relaciona atividades típicas associadas aos diversos tipos de equipamentos, bem como a caracterização do estado anormal associado. Todos se enquadram no conceito de degradação e falha gradual deste estudo.

Tabela 1 – Tipos de Defeitos e Manutenção

| ITEM | ANORMALIDADE | MANUTENÇÃO |
|-----------|----------------------------|---------------------------|
| Linha | Vegetação Alta | Poda |
| | Queimada | Corte e Limpeza |
| | Isoladores poluídos | Lavagem |
| | Cabos baixos | Tensionamento |
| | Oxidação/Corrosão | Troca de Ferragem |
| | Isoladores quebrados | Substituição |
| | Erosão do solo | Obra civil |
| | Falha de controle/proteção | Aferição/Calibração |
| Trafo | Desgaste no comutador | Restauração |
| | Baixa rigidez dielétrica | Regeneração do isolante |
| | Isoladores poluídos | Lavagem |
| | Oxidação/Corrosão | Restauração/Pintura |
| | Aquecimento | Ventilação forçada |
| | Falha de controle/proteção | Aferição/Calibração |
| Reator | Baixa rigidez dielétrica | Regeneração do isolante |
| | Aquecimento | Ventilação forçada |
| | Isoladores poluídos | Inspeção/lavagem |
| | Oxidação/Corrosão | Restauração/Pintura |
| | Falha de controle/proteção | Aferição/Calibração |
| Capacitor | Desequilíbrio do banco | Restauração de células |
| | Fusíveis queimados | Substituição de fusíveis |
| | Perda dielétrica | Substituição de células |
| | Falha de controle/proteção | Aferição/Calibração |
| Disjuntor | Contatos desgastados | Substituição/restauração |
| | Baixa rigidez dielétrica | Regeneração do isolante |
| | Mecanismo desajustado | Reajuste |
| | Falha de controle/proteção | Aferição/Calibração |
| Gerador | Vibração | Alinhamento/balanceamento |
| | Aquecimento | Ventilação forçada |
| | Desgaste dos mancais | Restauração/Lubrificação |
| | Baixa rigidez dielétrica | Regeneração do isolante |
| | Descargas parciais | Reaperto e recunhagem |
| | Falha de controle/proteção | Aferição/Calibração |
| Chave | Contatos desgastados | Substituição/restauração |
| | Mecanismo desajustado | Reajuste |

Estabelecido o modelo, pode-se utilizar as equações clássicas da teoria de Markov [2,8], para quantificar as probabilidades de cada estado, com a numeração indicada:

$$[1] \quad dP/dt = \sum_j (P_j \lambda_{ji}) - P_i \sum_j \lambda_{ij} \quad (i \neq j = 1 \dots 4)$$

$$[2] \quad F_{ij} = P_i \lambda_{ij} = 1/T_{ij} \quad (i \neq j = 1 \dots 4)$$

$$[3] \quad F_i = \sum_j F_{ji} \quad (i \neq j = 1 \dots 4)$$

$$[4] \quad T_i = P_i/F_i = 1/\sum_j \lambda_{ij} \quad (i \neq j = 1 \dots 4)$$

$$[5] \quad \sum_i P_i = 1 \quad (i = 1 \dots 4)$$

onde P_i = probabilidade do estado i ;
 F_i = frequência de ocorrência do estado i ;
 T_i = tempo de permanência no estado i ;
 F_{ij} = frequência de transição de i para j ;

T_{ij} = período de transição de i para j ; e
 λ_{ij} = taxa de transição entre os estados i e j .

Estas equações são parametrizadas pelas taxas de transição entre os estados (λ_{ij}), as quais modelam tanto os mecanismos de falha e defeito, como as frequências de manutenção adotadas. Para o primeiro, diversos modelos estatísticos podem ser adotados, de acordo com o equipamento. O modelo mais simples, que exige apenas o conhecimento das taxas de falha e defeito, corresponde à distribuição exponencial negativa para o intervalo entre eventos. Além da simplicidade, esta distribuição aplica-se em especial quando se tem uma população razoável de espécimes, gerando eventos renováveis, de forma individual e independente, todos operando na faixa estável da curva da banheira. Estes pressupostos constituem as condições características de um processo contínuo de Poisson [2], no qual a propriedade de superposição preserva a estrutura do modelo mesmo quando se agregam populações distintas no mesmo conjunto. A falta de memória, típica desta distribuição, constitui também um pressuposto básico da teoria Markoviana. Tais hipóteses também minimizam as quantidades de parâmetros necessários, além de representarem com fidelidade os mecanismos resultantes da ação de um conjunto de equipamentos.

Para um sistema elétrico interligado, com " n " equipamentos, a modelagem individual resultaria em uma rede com 4^n estados, com um número incalculável de transições. Note-se que cada modo de falha e tipo de manutenção corresponde a um modelo separado. Modelos populacionais equivalentes podem ser utilizados para simplificar a cadeia, preservando a natureza básica dos fenômenos. Além de preservar a estrutura, a redução traduz os parâmetros em valores unitários, válidos para um componente típico da população, permanecendo invariantes com a dimensão física do sistema. Métodos de amostragem estratificada, do tipo proporcional, permitem parametrizar diversos modelos, variando o critério de estratificação. Para análise do sistema Chesf, por exemplo, foram utilizados 18 modelos equivalentes, correspondentes aos agrupamentos de equipamentos por centro regional, nível de tensão, e classe funcional, além do sistema completo [1].

A identificação dos parâmetros de cada população [2] é uma atividade complexa nos sistemas elétricos, já que grande parte dos defeitos internos é invisível ou progressiva, não revelando os instantes exatos em que ocorrem. Em consequência, as taxas de falha ($\lambda_f = \lambda_{43}$), e defeito interna ($\lambda_d = \lambda_{14}$), principais parâmetros do processo, normalmente terão que ser deduzidas de outras variáveis observáveis, utilizando as equações do modelo. As variáveis observáveis são ocorrências e durações de eventos visíveis, tais como as frequências de desligamentos forçados ($F_f = F_{43}$), os tempos médios de manutenção ($MTM = T_2$) e reparo ($MTTR = T_3$), e as frequências de manutenção preventiva ($F_m = T_{21}$) e corretiva ($F_c = T_{42}$) registradas. Para um conjunto de equipamentos, estes parâmetros resultam da contribuição ponderada de cada exemplar, conforme sua quantidade no sistema, sendo obtidos por estatísticas e médias amostrais na população. A parametrização final é obtida medindo ou estimando os dados observáveis no histórico de cada equipamento, em uma janela de tempo na qual foi mantida constante a frequência e política de manutenção, em número suficiente para resolver as equações [1] em estado permanente, ou seja:

$$[6] \quad \sum_j (P_j \cdot \lambda_{ji}) - P_i \cdot \sum_j \lambda_{ij} = 0 \quad (i \neq j = 1 \dots 4)$$

Medindo-se as estatísticas (F_f , F_m , F_c , MTM , $MTTR$), do histórico da manutenção, é possível obter uma solução analítica desta equação, e obter todas as taxas de transição, entre elas a taxa de falha ($\lambda_f = \lambda_{43}$) e defeito

interna ($\lambda_d = \lambda_{14}$), para cada modo de falha, conforme detalhado na referência [2]:

$$[7] \quad \lambda_d = F_m(F_f + F_c) / (F_m - F_c) = 1/MTTD$$

$$[8] \quad \lambda_f = F_m F_f / (F_c - F_m^2 MTTM - F_m F_f MTTR) = 1/MTTF$$

Estes são dados característicos de cada equipamento e ambiente operacional, e específicos para cada modo de falha. Ressalte-se a diferença destas taxas para as frequências de defeito e falha, comumente confundidas. O tempo médio para defeito ($MTTD$) estima o período de funcionamento do equipamento, sem manutenção preventiva, até a contaminação gradual por um defeito latente, que poderá resultar numa indisponibilidade forçada. O tempo médio para falha ($MTTF$), define o intervalo entre a contaminação e sua evolução para uma indisponibilidade; corresponde ao período de incubação do defeito, antes de se transformar em falha. O gráfico a seguir relaciona estes parâmetros, em horas, obtidos na Chesf pelas expressões (7) e (8), para falhas em sistemas de controle e proteção. Um gráfico similar pode ser obtido para cada conjunto ou modo de falha de cada equipamento, conforme listado na Tabela 1.

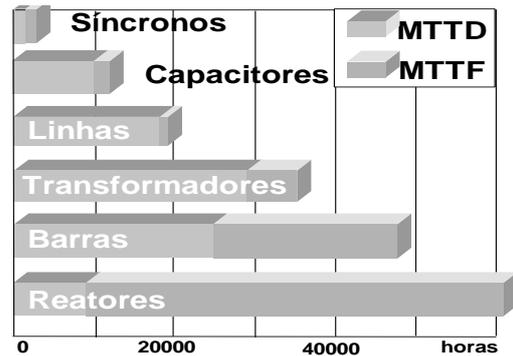


Figura 3 - Tempo Médio Entre Defeitos e Falhas

Note-se a diversidade de valores por tipo de equipamento. Este fato sugere a diversificação das políticas de manutenção segundo este critério. Ou seja, cada modo de falha, pode sinalizar uma política diferente de manutenção, para equipamentos distintos.

3.0 ANÁLISE

Na análise do modelo acima, interessa ao gestor o comportamento permanente e transitório do sistema, para diferentes políticas de manutenção. No longo termo, mantendo constante a política de manutenção, as probabilidades tenderão a valores limites, obtidos da equação [6]. Desprezando-se os tempos médios de manutenção (MTM e $MTTR$), desprezíveis em relação aos demais tempos envolvidos, pode-se obter um gráfico universal (Figura 4), que relacione a disponibilidade às frequências de falha e manutenção, ambas referidas à taxa de defeito do equipamento [2].

Neste artigo, a disponibilidade será medida pela probabilidade, em estado permanente, do equipamento encontrar-se na condição normal (P_1). Note-se que os eixos neste gráfico são adimensionais e, portanto, aplicáveis a qualquer equipamento. Sua construção segue uma regra simples: cada linha que liga os pontos n em ambos os eixos corresponde ao locus de disponibilidade $n/(n+1)$. Decisores podem usar este gráfico para, através da frequência de manutenção, atingir níveis mínimos de disponibilidade, exigidos por agências reguladoras. Desenha-se inicialmente a reta correspondente à disponibilidade desejada. Traça-se uma reta horizontal na altura correspondente à taxa de falha. No encontro desta reta com a linha de disponibilidade, obtém-se, no eixo horizontal, a frequência de manutenção necessária, em p.u. da taxa de defeito.

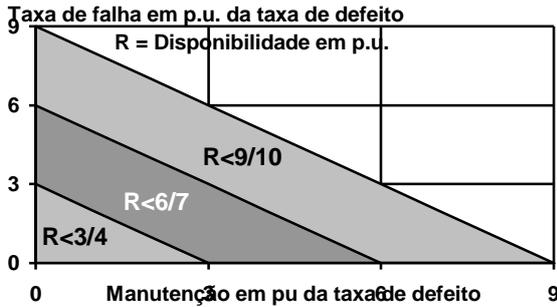


Figura 4 - Ábaco de Disponibilidade

O comportamento transitório também pode ser estudado resolvendo as equações diferenciais [1], a partir de uma condição inicial. Admitindo que o equipamento esteja no estado *NORMAL*, logo após uma manutenção, as probabilidades de estado serão, inicialmente:

$$[13] \quad P_1=1 \text{ e } P_2=P_3=P_4=0 \quad (t=0)$$

A figura a seguir registra a evolução temporal das probabilidades dos estados *NORMAL* e *ANORMAL*, sem manutenção (P_1^0, P_4^0) e com uma periodicidade de 3 anos (P_1, P_4), nos sistemas de controle dos reatores da Chesf, modeladas com estas equações em um simulador simbólico.

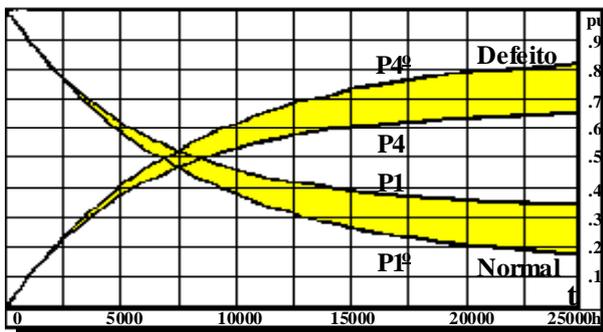


Figura 5 - Disponibilidade em Estado Transitório

É importante diferenciar estas variações dos transitórios reais nos equipamentos. As probabilidades representam transições no nível de informação sobre o estado do sistema, e não transitórios físicos. Em modelos populacionais, representam também as frações esperadas dos equipamentos em cada estado. Estas curvas são úteis no gerenciamento de curto prazo da manutenção. Através delas é possível estimar os riscos incrementais de falhas, resultantes de atrasos na execução de manutenções ou após uma mudança de periodicidade (5). As mesmas curvas permitem estimar as probabilidades de encontrar o equipamento com defeito na execução da manutenção.

4.0 OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO

Otimizar a manutenção consiste em se determinar valores de periodicidade (T_{21}) e outros parâmetros, tais como o Tempo Médio de Manutenção (*MTTM*) e Reparo (*MTTR*), que maximizam ou minimizam uma função objetiva. Além disso, as variáveis controladas ou de controle devem obedecer a restrições, tais como viabilidades físicas, disponibilidades de recursos ou requisitos de segurança. Sendo os valores de *MTTM* e *MTTR* limitados pelas tecnologias disponíveis, e supondo que já sejam mínimos para a empresa, a otimização se dará principalmente através da periodicidade da manutenção. A função objetiva deverá refletir o resultado final perseguido, tais como o nível de

risco e segurança do processo, ou a qualidade do serviço prestado.

A qualidade de um processo estocástico, regulado por uma cadeia de Markov, pode ser avaliada por um indicador escalar que calcule o benefício/desperdício das transições de estado do sistema. Cada transição pode ser ponderada por um coeficiente de retorno (K_{ij}) que traduza o ganho/perda do processo na passagem do estado *i* ao *j*. Analogamente, cada instante de permanência no estado *i* pode ser ponderado por um coeficiente (K_i). O retorno médio total, por unidade de tempo, será obtido acumulando os ganhos, em estado permanente, de todas as transições e permanências:

$$[14] \quad I = \sum_{ij} K_{ij} \cdot F_{ij} + \sum_i K_i \cdot T_i \quad (i \neq j = 1 \dots 4) (t > 0)$$

Pelas razões já descritas, o modelo considera constantes os tempos médios de manutenção e reparo, ditas pela tecnologia disponível. Justifica-se então o expurgo da segunda parcela acima, se o interesse for otimizar a parcela variável do índice atribuída à manutenção. Os indicadores estudados não ponderam também as transições por defeitos internos (F_{14}); já que seus efeitos se manifestam posteriormente, em desligamentos forçados (F_{43}). Pela mesma razão, não são ponderadas as transições para o estado *PROGRAMADO*, (F_{42} e F_{12}), no início de uma intervenção preventiva ou corretiva; os retornos serão avaliados no final da manutenção (F_{21}). Assim, o indicador pode ser simplificado para:

$$[15] \quad I = K_{21}F_{21} + \square K_{31}F_{31} + \square K_{43}F_{43}$$

A expressão poderia ser mais simples considerando que, em estado permanente, tem-se $F_{31}=F_{43}$. A generalidade desta expressão permite aplicá-la a muitos indicadores atualmente utilizados no setor elétrico. Neste informe, os seguintes índices são exemplificados, com os coeficientes listados na Tabela 2 e no Apêndice.

Tabela 2 – Indicadores de Qualidade

| INDICE | K_{21} | K_{31} | K_{43} |
|-------------|---|---|---------------------|
| <i>FIC</i> | $(N_p + K_a N_a) / N_s$ | $(N_p + K_a N_a) / N_s$ | N_e / N_s |
| <i>DIC</i> | $(T_p N_p + T_a K_a N_a) / N_s$ | $(T_p N_p + T_a K_a N_a) / N_s$ | $T_e N_e / N_s$ |
| <i>FEC</i> | $N_p + K_a N_a$ | $N_p + K_a N_a$ | N_e |
| <i>DEC</i> | $T_p N_p + T_a K_a N_a$ | $T_p N_p + T_a K_a N_a$ | $T_e N_e$ |
| <i>FEQ</i> | $1 + K_a$ | $1 + K_a$ | 1 |
| <i>DEQ</i> | $K_a \cdot T_a + K_t \cdot T_p$ | $K_a \cdot T_a + K_t \cdot T_e$ | T_e |
| <i>LOLF</i> | $K_p + K_a \cdot K_e$ | $K_p + K_a \cdot K_e$ | K_e |
| <i>LOLP</i> | $K_p \cdot T_p + K_a \cdot K_e \cdot T_a$ | $K_p \cdot T_p + K_a \cdot K_e \cdot T_a$ | $K_e \cdot T_e$ |
| <i>DNS</i> | $W_p + K_a \cdot W_a$ | $W_p + K_a \cdot W_a$ | W_e |
| <i>ENS</i> | $(W_p + K_a \cdot W_a) \cdot T$ | $(W_p + K_a \cdot W_a) \cdot T$ | $W_e \cdot T$ |
| <i>FEKS</i> | $(Q_p + K_a \cdot Q_a) / Q_s$ | $(Q_p + K_a \cdot Q_a) / Q_s$ | Q_e / Q_s |
| <i>DEKS</i> | $(W_p + K_a \cdot W_a) \cdot T / Q_s$ | $(W_p + K_a \cdot W_a) \cdot T / Q_s$ | $W_e \cdot T / Q_s$ |
| <i>IDE</i> | $(W_p + K_a \cdot W_a) / Q_s$ | $(W_p + K_a \cdot W_a) / Q_s$ | W_e / Q_s |
| <i>CVE</i> | $C_t + K_a \cdot C_a$ | $C_e + K_a \cdot C_a$ | C_e |
| <i>CVS</i> | $C_{ts} + K_a \cdot C_{as}$ | $C_{es} + K_a \cdot C_{as}$ | C_{es} |

- FIC* Freqüência de interrupção por consumidor
- DIC* Duração de interrupção por consumidor
- FEC* Freqüência equivalente por consumidor
- DEC* Duração equivalente por consumidor
- FEQ* Freqüência de desligamento do equipamento;
- DEQ* Indisponibilidade do equipamento;
- LOLF* Freqüência média de perda de carga;
- LOLP* Probabilidade de perda de carga;
- DNS* Demanda média não suprida;
- ENS* Energia média não suprida;
- FEKS* Freqüência equivalente de interrupção;
- DEKS* Duração equivalente de interrupção;
- IDE* Descontinuidade de energia;
- CVE* Custo variável empresarial;
- CVS* Custo variável social.

Cada indicador representa a contribuição da classe do equipamento nos índices de mesmo nome avaliados na empresa, onde apenas os eventos de manutenção são incluídos. Cada célula na tabela representa a contribuição da transição correspondente no indicador. Caso a manutenção seja realizada com o equipamento em operação, toda a coluna K_{21} será desprezada, já que não interfere no indicador. Segue-se uma definição sucinta de cada indicador: (a) Os índices FIC , DIC , FEC e DEC estimam a frequência e duração de interrupções de consumidores, por unidade e equivalente respectivamente; (b) O índice FEQ avalia a **continuidade** através da frequência de desligamentos do equipamento, em um período, por culpa exclusiva da manutenção e do modo de falha modelado. Inclui-se neste índice os desligamentos acidentais durante as manutenções, calculados supondo que sejam proporcionais às intervenções. O coeficiente de proporcionalidade (K_a), será específico para cada equipe e população de equipamentos, e estimado por regressão linear nas séries históricas de desligamentos. (c) A **indisponibilidade** do equipamento (DEQ), é definida pela fração de tempo ou probabilidade dele encontrar-se desligado; (d) A frequência de perda de carga ($LOLF$) mede o número de vezes que o sistema elétrico deixa de suprir uma fração dos consumidores, por culpa do equipamento. A perda de carga é função da topologia da rede. (e) A demanda e energia média não suprida (DNS, ENS) estimam as cargas não atendidas, continuamente, por causa do equipamento. As perdas em cada desligamento são ponderadas pela frequência correspondente. (f) A probabilidade de perda de carga ($LOLP$) traduz a fração de tempo em que o consumidor deixa de ser atendido plenamente, por culpa do equipamento. Representa uma fração do índice de mesmo nome utilizado no planejamento da capacidade de geração. Dois índices derivados, a expectativa e duração da perda de carga ($XLOL=DNS/LOLP$, $LOLD=LOLP/LOLF$), estimam a demanda e período da carga não atendida em cada desligamento originado no equipamento. (g) A frequência e duração equivalentes de interrupção de suprimento ($FEKS, DEKS$) expressam o número e tempo equivalente de cortes da carga máxima (ou média) do consumidor em um período, por culpa do equipamento. A relação $TEKS=DEKS/FEKS$ define o tempo equivalente de restabelecimento da carga, em interrupções originadas no equipamento. (h) Os índices de descontinuidade (IDE) e continuidade (ICE) de energia são complementares, e medem a fração da energia requerida (ERQ) e não suprida, atribuída ao equipamento (ENS/ERQ). (i) Finalmente, os custos variáveis, empresarial e social (CVE, CVS), avaliam os encargos diretos, para a empresa e consumidores, imputados ao equipamento. Os custos fixos não variam com a periodicidade da manutenção, podendo ser ignorados caso o interesse resida na comparação de alternativas econômicas. Entre os custos fixos citam-se os encargos administrativos e dispêndios com ativos imobilizados, considerados imutáveis pela ação da manutenção. Também são fixos os custos de material de reposição, pois as taxas de falha e defeito constantes no modelo com distribuição exponencial geram uma demanda fixa de ressurgimento, quando avaliada em longo prazo. Os coeficientes da Tabela 2 agregam custos unitários com pessoal, transporte e energia interrompida, pelos métodos de custeio-padrão, para cada evento gerador de despesa [2].

A frequência de manutenção ideal, que otimiza a disponibilidade ou qualquer uma das funções objetivas acima, pode ser obtida expandindo as frequências F_{21} , F_{31} e F_{43} , na expressão (15), a partir das equações do modelo, em estado permanente. Isto permite montar o seguinte sistema de programação não-linear, em forma canônica [2]:

Minimizar a função objetiva:

$$[16] \quad I = A.F_m + B(C-F_m)/(D+F_m)$$

sujeito à restrição:

$$[17] \quad F_m \geq 0$$

onde A, B, C e D são parâmetros positivos:

$$[18] \quad A = K_{21}$$

$$[20] \quad B = MTTM.\lambda_d\lambda_f(K_{31}+K_{43})$$

$$[21] \quad C = 1/MTTM$$

$$[22] \quad D = \lambda_d + MTTR.\lambda_d\lambda_f + \lambda_f$$

Nas expressões anteriores, os valores de λ_d e λ_f são funções, respectivamente, das tecnologias utilizadas no equipamento e no ambiente de operação. Os valores de $MTTM$ e $MTTR$ são indicadores da manutenibilidade, e decorrem das tecnologias de manutenção e reparo. O único parâmetro controlável será a frequência de manutenção, a qual poderá ser nula, caso a manutenção se limite a ações de reparo, ou ser diferente de zero, caso se adote a manutenção preventiva ou por inspeção. O limite inferior é a única restrição do modelo ($F_m \geq 0$), e refere-se à viabilidade física, já que a frequência de manutenção não pode ser negativa. Na realidade, existe também um limite superior para F_m , ditado pela disponibilidade de recursos humanos e logísticos da empresa, e por restrições de interrupções na linha de produção:

$$[23] \quad F_m \leq F_{max}$$

Este limite, na prática, revelou-se difícil de se estabelecer a priori, já que depende de uma avaliação de custo/benefício, e da sensibilidade, às vezes subjetiva e temporal, dos decisores. Neste estudo, o limite superior F_{max} foi definido dinamicamente pelo decisor, quando da avaliação do nível ótimo e benefícios esperados em cada caso. A figura a seguir ilustra a forma típica destas expressões, em função destes parâmetros, e da frequência de manutenção.

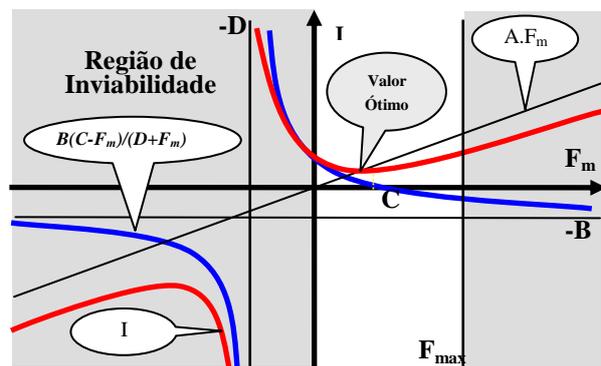


Figura 6 – Indicadores de Qualidade

Note-se que a região positiva da curva do indicador I é composta de duas parcelas. A primeira, $(A.F_m)$, cresce com o aumento da frequência de manutenção, ponderando o ônus da atividade no objetivo desejado. Já a segunda, $(B(C-F_m)/(D+F_m))$, decresce com a frequência de manutenção, ponderando os benefícios obtidos. Esta composição é encontrada tipicamente em problemas de otimização, gerando um valor ótimo no ponto de equilíbrio das parcelas. A figura evidencia também a forma como os três parâmetros controlados pelo decisor ($MTTR$, $MTTM$ e F_m) afetam o indicador de qualidade. Quanto maior for o $MTTR$, maior será o parâmetro D , e a frequência necessária para minimizar o indicador. O mesmo se aplica ao $MTTM$ e o parâmetro B . Utilizando os métodos clássicos de solução destes sistemas, tem-se que a frequência ótima de manutenção será dada por

uma das raízes reais não negativas da equação diferencial:

$$[24] \quad d(I)/dF_m = 0$$

Pode-se verificar, por substituição, que esta é uma equação quadrática, admitindo duas raízes reais [2]. Em função dos parâmetros generalizados A , B , C e D , obtém-se a frequência ótima de manutenção da raiz

$$[25] \quad F_{mo} = [B(C+D)/A]^{1/2} - D$$

A outra raiz da equação (24) será desprezada por ser negativa, o que contradiz a restrição (17). Note-se que, dependendo dos parâmetros generalizados A , B , C e D , mesmo a expressão (25) pode ser negativa. Neste caso, a frequência de manutenção que otimiza a função objetiva será nula, no limiar da região de viabilidade. Ou seja, nestes casos não se devem realizar manutenção preventiva no equipamento, apenas intervenções corretivas.

Se, além da indisponibilidade do equipamento, houver interesse na minimização de outros indicadores, a otimização será complexa, resultando em um problema de decisão com múltiplos critérios (MCDM). O mesmo modelo poderá ser usado para calcular o valor ótimo para cada indicador. Uma solução de compromisso terá que ser negociada entre a disponibilidade do equipamento e o desempenho do sistema elétrico.

5.0 CONCLUSÕES

Este informe apresentou um modelo estatístico de defeitos e falhas em equipamentos, e uma metodologia de otimização da manutenção, baseada em indicadores de qualidade. A generalidade do modelo e da solução encontrada permitem sua aplicação a praticamente qualquer tipo de equipamento. Sua implantação na Chesf, foi testada em equipamentos de proteção, e acompanhada por seminários onde os gerentes de manutenção analisaram os resultados descritos e outras simulações de interesse, como suporte do processo decisório. A disponibilidade de um modelo permite obter-se ganhos adicionais na gestão da manutenção. Na modelagem regional, por exemplo, além das condições ambientais, pode-se comparar (a) o desempenho das equipes de manutenção, pelos tempos de reparo e taxas de accidentalidade; (b) a eficiência operacional, através dos tempos de recomposição; (c) as deficiências da rede, pelas perdas energéticas; e (d) os custos marginais da manutenção e lucros cessantes. O desempenho de famílias de equipamentos pode ser analisado na modelagem por nível de tensão e classe de equipamento, comparando os indicadores com metas de eficiência estabelecidas no setor. A estrutura uniforme do modelo, independente da classe do equipamento modelado ou modo de falha, facilita o intercâmbio de experiências entre equipes, e a adoção de políticas uniformes pela empresa.

APÊNDICE

Este apêndice relaciona os símbolos e dados usados na Tabela 2, e não definidos no texto. Colhidos para cada equipamento da empresa e normalizados para um mesmo período, representam uma amostragem estratificada completa, do tipo proporcional. Na Chesf, poucos itens foram estimados por especialistas, quando não constavam de séries históricas. Dados topológicos foram gerados em estudos de contingência, simulando os fluxos de potência na rede elétrica, para determinar a carga interrompida em desligamentos forçados e programados de cada equipamento.

Com o período de observação T , a tarifa média de energia e o custo social por MWh na região, um sistema de informações foi construído para gerar os seguintes

parâmetros e médias estatísticas, em cada estrato, por modo de falha:

| | |
|----------|---|
| C_a | custo médio de um desligamento acidental; |
| C_{as} | custo social de um desligamento acidental; |
| C_c | custo médio de uma manutenção corretiva; |
| C_{cs} | custo social de uma manutenção corretiva; |
| C_e | custo médio de um desligamento forçado; |
| C_{es} | custo social de um desligamento forçado; |
| C_t | custo médio de uma manutenção preventiva; |
| C_{ts} | custo social de uma manutenção preventiva; |
| F_e | freqüência de desligamentos forçados; |
| K_a | taxa de accidentalidade em manutenção; |
| K_e | fração de eqptos que cortam cargas forçadas; |
| K_p | fração eqptos que cortam carga em manut; |
| K_t | fração do tempo programado com desligamento; |
| N_a | clientes cortados por interrupção acidental; |
| N_e | clientes cortados por interrupção forçada; |
| N_p | clientes cortados por interrupção programada; |
| N_s | clientes atendidos por equipamento; |
| Q_a | carga cortada em um desligamento acidental |
| Q_e | carga cortada em um desligamento forçado; |
| Q_p | carga cortada em desligamento programado; |
| Q_s | carga média suprida por equipamento; |
| T_a | tempo médio de interrupção acidental; |
| T_e | tempo médio de interrupção forçada; |
| T_p | tempo médio de interrupção programada; |
| W_a | energia cortada em um desligamento acidental |
| W_e | energia cortada em um desligamento forçado; |
| W_p | energia cortada em desligamento programado; |

Para alguns parâmetros, por serem variáveis aleatórias, além dos primeiros momentos das amostras, o sistema calcula os desvios padrões e intervalos de confiança, para níveis de significância de 95%, como medidas de dispersão e qualidade dos estimadores. Para simulação do modelo, utilizou-se um software de modelagem compatível com o CSMP, da IBM.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SIQUEIRA, I.P., *Fiabilité des Appareillages de Protection et son Impact sur les Performances des Réseaux*, Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, CIGRE, Paris, 1996.
- (2) SIQUEIRA, I.P., *Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção*, Tese de Mestrado em Engenharia de Produção, UFPE, Recife, 1999.
- (3) SIQUEIRA, I.P., *Impact of Protective Apparatus and Maintenance Scheduling on Power System Performance*, 4th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Rio de Janeiro, ELETROBRAS, 1994.
- (4) LYONNET, P., *Optimisation d'une Politique de Maintenance*, Technique & Documentation, Paris, 1993
- (5) SIQUEIRA, I.P., *Análise de Riscos de Adiantamento de Manutenção em Sistemas Elétricos de Potência*, XVI Seminário Nacional de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, CIGRE, SP, 2001.
- (6) SMITH, A.M., VASUDEVAN, R.V., MATTESON, T.D., GAERTNER, J.P. *Enhancing Plant Preventive Maintenance Via RCM*, IEEE 1986 Annual Reliability and Maintainability Symposium, Las Vegas, Nevada, USA, 1986
- (7) Moubray, J., *Reliability-Centered Maintenance*, Butterworth-Heinemann, London, 1994.
- (8) NORRIS, J.R., "Markov Chains", Cambridge University Press, Cambridge, 1997.

- (9) ANEEL, “**Resolução no 24, de 27 de Janeiro de 2000**”, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2000.
- (10) ABNT, NBR5462, **Confiabilidade-Terminologia**, Associação Brasileira de Normas Técnicas, São Paulo, 1981