

6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1

Conclusão

Os sistemas de potência constituem elemento básico no desenvolvimento econômico e social das sociedades modernas. Por razões técnicas e econômicas, esses sistemas evoluíram de um conjunto de pequenos sistemas isolados para grandes e complexos sistemas interligados com dimensões nacionais ou, até mesmo, continentais. Pode-se dizer que sistemas elétricos de potência estão entre os maiores sistemas já desenvolvidos pelo homem. O elevado número de componentes, geograficamente distribuídos por todo um país ou continente, associado com as incertezas na demanda de potência e disponibilidade de recursos energéticos, tornam o projeto e operação destes sistemas uma tarefa altamente complexa.

A função básica dos sistemas de potência é atender à demanda de energia dos consumidores da maneira mais econômica possível, dentro de padrões de continuidade, qualidade e segurança aceitáveis. O ideal seria que o fornecimento de energia aos consumidores fosse ininterrupto. No entanto, a ocorrência de falhas em determinados componentes do sistema pode desencadear perturbações capazes de afetar um grande número de consumidores, podendo levar à interrupção do fornecimento de energia elétrica. A fim de reduzir a probabilidade, frequência e duração desses eventos de falha e reduzir seus efeitos, é necessário realizar investimentos financeiros no sentido de aumentar a confiabilidade do sistema. Por outro lado, devido à sofisticação dos equipamentos elétricos e eletrônicos utilizados pelos consumidores, a exigência em termos da confiabilidade do suprimento de energia elétrica tem aumentado consideravelmente. É evidente que os requisitos econômicos e de confiabilidade podem conflitar e levar a decisões gerenciais difíceis. A falta de investimentos no setor elétrico força a operação de tais sistemas mais próximo de seus limites, aumentando a necessidade de avaliar de forma mais precisa os riscos de interrupção ou degradação da qualidade do suprimento de energia elétrica.

Mais recentemente, mudanças institucionais no setor elétrico, tais como aquelas provocadas por políticas de desregulamentação, privatizações, entre outras, vem criando um ambiente competitivo no mercado de energia elétrica onde a avaliação da confiabilidade do serviço a ser prestado pelas empresas é de fundamental importância no fechamento de contratos com grandes consumidores. Aliado a isso, a definição dos custos associados com a interrupção de energia vem merecendo especial atenção de especialistas do setor, para que se possa avaliar o quanto é interessante investir na confiabilidade do sistema em função do custo do investimento em si e do custo da interrupção para o consumidor e para as empresas fornecedoras de energia elétrica. A reestruturação do setor elétrico introduz também novas preocupações a respeito da confiabilidade do sistema. Novos conceitos como mercado de energia, acesso aberto ao sistema de transmissão, cogeração, produtores independentes, etc, levam a condições operativas não verificadas anteriormente. Esse novo cenário requer a avaliação da confiabilidade de partes maiores do sistema interligado e pode demandar uma modelagem do sistema a âmbito nacional.

No intuito de diminuir as perdas financeiras devido a este novo cenário do setor elétrico, muitas empresas ao redor do mundo estão começando a desenvolver técnicas de gerenciamento de ativos. O gerenciamento de ativos engloba a idéia de maximização de lucro e confiabilidade de seus serviços prestados dentro de níveis aceitáveis de risco.

Uma das vertentes da técnica de gerenciamento de ativos é a Manutenção Centrada na Confiabilidade. Trata-se da aplicação de um método estruturado para estabelecer a melhor estratégia de manutenção para um dado sistema ou equipamento. A partir da verificação da funcionalidade ou desempenho requerido pelo equipamento no seu contexto operacional, identificaram-se os modos de falha e as causas prováveis no intuito de detalhar os efeitos e conseqüências da falha. As técnicas de manutenção centrada na confiabilidade permitem selecionar as tarefas adequadas de manutenção direcionadas para os modos de falha identificados.

O objetivo da modelagem matemática para estudos de confiabilidade é representar, matematicamente, o comportamento do sistema elétrico e seus

componentes, com vista a permitir o cálculo dos índices de confiabilidade requeridos pelos objetivos do estudo.

A disponibilidade de um modelo matemático permite obter-se ganhos adicionais na gestão da manutenção. Para este propósito, foi apresentado um modelo estatístico de defeitos e falhas em equipamentos de proteção de sistemas elétricos e um método para a determinação do intervalo entre manutenções programadas, tendo como base a Manutenção Centrada na Confiabilidade. Um conjunto de indicadores de qualidade foi definido e correlacionado por um modelo baseado em processos de Markov, aos tradicionais índices de desempenho da indústria de energia elétrica, que são: frequência de desligamentos indevidos; frequência de recusas de atuação; frequência de manutenção programada; frequência de manutenção corretiva; tempo médio de manutenção preventiva e o tempo médio de reparo.

Tendo como base de dados variáveis de um sistema de proteção de linhas de transmissão, foram determinadas as taxas de falha dos equipamentos de proteção de linhas de transmissão para diferentes intervalos de manutenções programadas. Para cada intervalo de manutenção programada, assumiu-se que a taxa de falha pertence à região da “curva da banheira” onde ela é representada por uma função densidade de probabilidade exponencial. Observou-se que a medida que o intervalo fixo entre manutenções programadas aumenta, a probabilidade do sistema de proteção das linhas de transmissão falhar também aumenta.

Os resultados apresentados mostraram também que as probabilidades do sistema de proteção encontrar-se em perfeito funcionamento crescem até que o intervalo fixo entre manutenções programadas atinge um valor máximo. A partir deste valor, as probabilidades do sistema de proteção encontrar-se em operação começam a decrescer uma vez que a probabilidade de ocorrer falha aumenta com o aumento do intervalo fixo entre manutenções programadas.

Este trabalho apresentou uma abordagem estocástica para a determinação do intervalo entre manutenções periódicas tendo em vista os riscos devido ao desconto por indisponibilidades de manutenções não programadas devido ao aumento da probabilidade de falha. O objetivo desta tese consistiu em

estabelecer uma estratégia que minimize tanto o nível de risco como o da parcela variável, e conseqüentemente a relação " $\Delta R/\Delta PV$ ", foram utilizados dois métodos: a) o método da Taxa Marginal de Substituição e b) o método da curva do "Nível de Risco x PV". Ambos métodos apresentaram como resultado, o mesmo período para realização de manutenção programada. Isto ocorreu porque os métodos utilizam como parâmetro a variação proporcional na quantidade da parcela variável em função de uma variação proporcional no risco de ocorrer falha no sistema de proteção.

O último passo consistiu em selecionar o nível de risco máximo aceitável para atender aos requisitos de mínimo nível de risco "R" e menor "PV". Os níveis de risco estão situados entre as estratégias Minimax e Minimin pertencem ao conjunto " Ω " denominado *Fronteira de Eficiência de Risco*.

Atualmente no Brasil, a maioria das concessionárias de transmissão contratam, por um preço fixado, acordado entre as partes, uma companhia responsável pelo serviço de manutenção das suas linhas de transmissão. Portanto, estas concessionárias de transmissão ficam impossibilitadas de interferir no programa de manutenção, mas somente estas assumem os riscos de incorrer nos custos da parcela variável.

O método desenvolvido neste trabalho deve auxiliar o engenheiro de manutenção das concessionárias a tomar decisões sobre a ordenação dos equipamentos a sofrerem manutenção e o momento ideal da intervenção. Com a aplicação do modelo proposto, as concessionárias de transmissão passarão a determinar seu programa de manutenção à empresa contratada, sabendo antecipadamente dos custos e riscos que poderão ser incorridos.

Os resultados mostram que, dependendo das condições financeiras da empresa e do grau de otimismo em assumir riscos por parte de seus diretores, o intervalo entre manutenções programadas poderá ser maior ou menor do que o intervalo entre manutenções estabelecidos pelo caso onde não foi considerado os efeitos das penalidades por indisponibilidade dos equipamentos.

6.2

Trabalhos Futuros

Este trabalho foi realizado levando-se em consideração somente os dados de desempenho do sistema de proteção do setor elétrico. Por esta razão os descontos devido às penalidades por interrupção de equipamentos não condizem com os resultados verificados efetivamente por uma concessionária de transmissão.

Para este propósito, será necessária a interligação de todos índices de desempenho dos subsistemas da empresa transmissora de energia elétrica. Esta interligação poderá ser obtida através dos Métodos de Redes de Sistema Série – Paralelo [Billinton, 1998]. Na Figura 6.1, ilustra-se um exemplo de uma simples interligação entre os subsistemas de linhas de transmissão, proteção e transformadores.

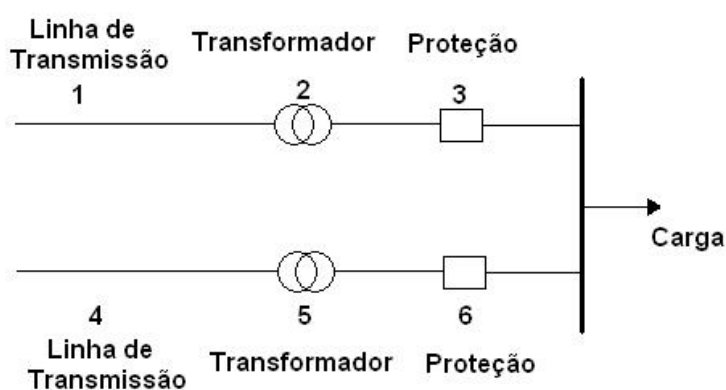


Figura 6.1 – Subestação Típica

Poucos dados foram usados para estabelecer uma relação entre as durações dos intervalos de manutenção programada e as frequências de desligamentos indevidos e recusas de atuação da proteção. Contudo é necessário usar mais dados para estabelecer uma correlação maior entre tais variáveis. Neste caso, técnicas de regressão linear podem ser usadas para identificar tal relação.

Deverá ser agregada ao trabalho uma análise de custo de manutenção programada e não programada para cada intervalo de manutenção. Sabe-se que o custo da manutenção não programada varia em função da taxa de falha do

sistema em análise, enquanto que o custo de manutenção programada é fixo. Técnicas de Simulação de Monte Carlo podem ser utilizadas para a determinação da função densidade de probabilidade do desconto da parcela variável.

Porém, reitera-se a necessidade de dados de desempenho dos equipamentos. Em função do recente programa de reestruturação do setor elétrico brasileiro, muitas concessionárias não dispõem de um banco de dados suficiente para a determinação de tais índices. Outras, que já dispõem destes dados, optam por não divulgá-los em função da alta competição do mercado de energia.