

MELHORIA NA QUALIDADE DE FORNECIMENTO BASEADO NO PLANEJAMENTO DE CONTINGÊNCIAS NO SISTEMA ELÉTRICO

Nelson Kagan Carlos M. V. Tahan Marcos R. Gouvêa Carlos C. Barioni de Oliveira

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
Av. Prof. Luciano Gualberto, Trav. 3, n. 158
CEP 05508-900 - São Paulo (SP)
e-mail: nelsonk@pea.usp.br

Resumo - Este artigo apresenta resultados da aplicação de metodologia desenvolvida para o estabelecimento de níveis de contingência ótimos, através de análise conjunta dos subsistemas de subtransmissão, das subestações de distribuição e da rede primária. O método orienta o estudo de planejamento no sentido de equilibrar os reforços necessários em cada um destes subsistemas. Procedimentos de cálculo de índices de confiabilidade permitem estabelecer os pontos críticos de cada subsistema. Um conjunto de obras ou ações é proposto para cada subsistema e, através de análise benefício-custo, são selecionados os reforços mais rentáveis, obtendo-se assim o equilíbrio desejado entre o aumento de qualidade de fornecimento para um dado montante de investimento.

Palavras-chave - planejamento da contingência, qualidade de fornecimento.

Abstract - This paper aims at applying a methodology developed for contingency planning, where redundancy levels in the sub-transmission system, distribution substations and primary distribution networks are to be balanced. The method directs the planner in a way to harmonize the necessary investments in new facilities in each one of such subsystems. Reliability evaluation procedures allow for the determination of the critical parts of each subsystem. A set of possible new facilities or actions is proposed for each subsystem and, through a cost-benefit analysis, the model provides the best contingency plan, i.e. the required compromise between the increase in quality of service and the corresponding investment.

Keywords - contingency planning, quality of service.

1. INTRODUÇÃO

As recentes mudanças no setor elétrico nacional, com os esforços de regulamentação, principalmente no que diz respeito aos aspectos relacionados à qualidade de serviço, aliadas às exigências e necessidades crescentes do lado do consumo, tornam a qualidade no fornecimento da energia elétrica um tópico cada vez mais importante para as áreas de planejamento e engenharia das empresas concessionárias.

O sistema de distribuição, neste trabalho, é constituído por quatro segmentos integrados: o *suprimento*, representado pelos sistemas de transmissão e subtransmissão; as *subestações de distribuição*, que transformam tensões de subtransmissão em tensões primárias; as *redes primárias*, constituídas pelos alimentadores atendidos pelas subestações; e os *consumidores*, atendidos em tensão primária ou em baixa tensão pela rede secundária.

A saída de operação de um ou mais componentes deste sistema integrado, quer seja pela ocorrência de um defeito ou devido à manutenção preventiva, pode implicar em prejuízo do atendimento da carga, conforme sejam as

distribuições e os níveis de reserva das instalações e a extensão da área da rede afetada pelo(s) componente(s). Os diferentes graus de reserva de capacidade necessários para suportar os diversos níveis de contingências possíveis são, evidentemente, determinados pela regulamentação oficial de atendimento (portarias), que dispõe sobre a qualidade do serviço das empresas Concessionárias - níveis de tensão, duração e frequência de interrupções - e também pela natureza e sensibilidade dos consumidores afetados. Por outro lado, as diversas alternativas de alocação de reserva de capacidade para fazer frente às contingências devem ser compatibilizadas, de modo a otimizar o desempenho do sistema como um todo, minimizando-se investimentos e harmonizando a cadeia de distribuição, onde estão presentes componentes com altas e baixas taxas de falha.

Neste trabalho propõe-se metodologia na qual os sistemas são caracterizados por *atributos* que, combinados, resultam em *sistemas típicos* representativos de sistemas reais ou fictícios nos quais pretende-se avaliar seus desempenhos.

Para cada sistema típico de interesse, avaliam-se as contribuições de cada segmento nos índices de interrupção (representados pela END - Energia Não

Distribuída), possibilitando-se o estudo do impacto de diferentes critérios de contingência nos segmentos do sistema.

São considerados os impactos da alocação de reserva de contingência na rede, através da instalação de componentes no sistema de potência (linhas, transformadores, etc.), nos procedimentos e processos de manutenção, com impactos nos tempos e taxas de defeitos e manutenção, ou na tecnologia através, por exemplo, de automatização de redes ou alteração para padrões mais confiáveis.

A análise de redes típicas e critérios, com indicadores de custos e de índices de confiabilidade associados, permite uma avaliação global, envolvendo os diversos segmentos, com o objetivo de nortear as ações da empresa para os investimentos em reserva de capacidade, visando melhorar o desempenho do sistema como um todo, para o atendimento dos níveis de qualidade requeridos.

Esta metodologia foi desenvolvida no âmbito de um projeto do Centro de Excelência de Distribuição - CED-USP, junto às empresas concessionárias paulistas (CESP, CPFL e ELETROPAULO). O detalhamento da metodologia desenvolvida pode ser encontrado na referência [1].

2. REDES TÍPICAS E DADOS DE CONFIABILIDADE

Um levantamento de dados de todas as subestações de distribuição do Estado de São Paulo permitiu estabelecer quatro esquemas típicos, que representam a maioria das diferentes situações encontradas. Em particular os atributos considerados nesta análise foram o tipo de alimentação (radial a circuito simples ou duplo e circuito duplo com duas fontes de suprimento), número de transformadores, número de alimentadores e o esquema de manobra da subestação.

Adicionalmente, foi realizado um levantamento de dados de taxas de falha e dos tempos de reparo das linhas de subtransmissão, dos equipamentos de SEs e de alimentadores (foram analisados dados de cerca de 3.500 alimentadores). Estes dados refletem situações médias encontradas e foram utilizados para aferir a metodologia de trabalho.

3. ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Subtransmissão e Subestações de Distribuição

Os índices de confiabilidade nos sistemas de subtransmissão e nas subestações de distribuição são calculados utilizando um eficiente algoritmo

desenvolvido em [2], que baseia-se na determinação dos cortes mínimos (de 1ª, 2ª e 3ª ordens) de uma rede genérica. Este modelo tem como dados básicos a topologia da rede para estudo de confiabilidade, que pode ser em malha, avaliando os cortes mínimos e índices em qualquer nó da rede, e permite a consideração de (múltiplos) componentes uni e bidirecionais, entre dois nós quaisquer, e múltiplos nós de suprimento.

A partir dos cortes mínimos e dados de confiabilidade de cada componente individual (taxas de falha e tempos de restabelecimento), calcula-se a taxa anual de falhas (I) e o tempo médio de interrupção por falha (T), bem como o tempo anual de interrupção (IT) de cada nó. A energia não distribuída (END_s) é determinada pelo produto entre o tempo anual de interrupção e a potência média das cargas do nó e à sua jusante, ou seja, $END_s = IT.P_{med} = IT.P_{max}.f_{carga}$, onde P_{max} corresponde à potência máxima e f_{carga} corresponde ao fator de carga das cargas envolvidas.

Rede Primária

A END , conforme apresentada acima, avalia a confiabilidade até o início do alimentador primário, devido ao sistema de subtransmissão e à subestação de distribuição. Para a análise de confiabilidade de cada alimentador, utilizou-se a metodologia desenvolvida no projeto "Planejamento Agregado de Investimentos em Sistemas de Distribuição" [3], na qual este índice de confiabilidade é avaliado por procedimento estatístico. O procedimento toma por base a política de instalação de dispositivos de proteção e seccionamento, tempos médios de restabelecimento, e atributos próprios do alimentador como: área e ângulo de ação, número de pontos de carga, potência máxima, fator de carga, taxa de falhas.

A energia não distribuída num alimentador, END_{alim} , é avaliada pela expressão:

$$END_{alim} = a_1 \cdot P_{max}^{b_1} \cdot L_{total}^d \cdot I_{alim} \cdot f_{carga}$$

com

$$L_{total} = a_2 \cdot \left(\frac{360}{q} \right)^{b_2} \cdot N_p^d \cdot Z_d^g$$

nas quais:

- . P_{max} - potência máxima no alimentador (MW);
- . L_{total} - comprimento total, estimado, do alimentador.
- . I_{alim} - taxa de falhas do alim. (falhas/(km.ano));
- . f_{carga} - fator de carga;
- . q - ângulo de ação do alimentador (graus);
- . N_p - número de pontos de carga;
- . Z_d - área de atendimento do alimentador (km²);

. $a_1, b_1, d_1, a_2, b_2, d_2$ - parâmetros de ajuste.

Finalmente, a energia não distribuída, levando-se em conta os três subsistemas (subtransmissão, SEs de distribuição e rede primária), pode ser avaliada pela soma:

$$END = END_s + \sum_{j=1}^{n_{alim}} END_{alim,j}$$

4. ANÁLISE BENEFÍCIO-CUSTO DE NOVAS OBRAS E MEDIDAS

As intervenções no sistema em estudo têm por objetivo a melhoria da qualidade de fornecimento, e podem ter natureza de aumento de capacidade (investimentos em obras), ou operacional (diminuição de tempos de restabelecimento, revisão dos procedimentos de manutenção, etc.). Neste artigo analisa-se a redução da END no sistema pelas ações efetuadas, quantificada pelo correspondente custo social de interrupção, que leva em conta as conseqüências de desligamentos nos consumidores (sociedade como um todo) do sistema. Tal quantificação segue as tendências atuais do setor elétrico, no sentido de valorizar a qualidade de fornecimento através de, por exemplo, a introdução de penalizações regulamentadas, para a empresa, quando do não atendimento de determinados índices de qualidade estabelecidos.

Assim sendo, a análise técnico-econômica proposta neste trabalho considera, para cada uma das possíveis intervenções propostas nos subsistemas, por um lado os custos anuais de investimento (amortizados), operação e manutenção e, por outro lado, os benefícios advindos da melhoria nos índices de confiabilidade.

A título ilustrativo, são apresentadas, na Tabela 1, algumas ações possíveis cuja aplicação, obviamente, depende da configuração do sistema elétrico existente. Genericamente, qualquer ação a ser efetuada apresenta um custo que se compõe das parcelas de investimento, C_{invest} , operação, C_{oper} , e manutenção, C_{manut} :

$$C_{anual} = C_{invest} \frac{j}{1 - (1 + j)^{-n}} + C_{oper} + C_{manut}$$

na qual j é a taxa de juros e n é a vida útil da instalação.

O benefício associado a cada intervenção, $Benef$, quantificado pela redução dos custos da END, é dado por:

$$Benef = C_{END} \Delta END = C_{END} (END_{antes} - END_{apos})$$

onde C_{END} é o custo social médio de interrupção (R\$/MWh); END_{antes} e END_{apos} são os valores da energia não distribuída antes (cfr. Item 3) e depois da ação efetuada.

Intervenções com relação benefício/custo superiores a 1 (um) são consideradas rentáveis.

Tabela 1 - Intervenções no sistema

Subsist.	Nº	Ação efetuada
Subtran.	1	Instalação de nova (ou duplicação da) linha de subtransmissão
Subest.	2	Instalação de um novo transformador
	3	Substituição de um transformador por outro de maior potência
	4	Instalação de alimentador expresso de outra SE, para situações de emergência
Rede Primária	5	Instalação de nova SE na região, com redistribuição da carga
	6	Instalação de novo(s) alimentador(es), com redistribuição da carga
	7	Redução dos tempos de restabelecimento (T_1, T_2, T_3)

5. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

Neste item são apresentados os resultados da aplicação da metodologia para três redes típicas, que possuem as seguintes características principais:

- . *rede 1*: subestação com 2 transformadores de 6.25 MVA, com alimentação radial através de uma linha de subtransmissão simples, com 60 km de extensão. A rede primária é constituída de 3 alimentadores, com extensões de 50, 60 e 370 km. A subestação opera com fator de utilização unitário.
- . *rede 2*: subestação com 1 transformador de 25 MVA, com alimentação proveniente de uma linha de subtransmissão dupla, com dois pontos de suprimento, de 20 km de extensão. A rede primária conta com 4 alimentadores, de extensões 25, 31, 40 e 45 km. A subestação opera com fator de utilização igual a 105 %.
- . *rede 3*: subestação com 2 transformadores de 60 MVA, linha de subtransmissão dupla, com dois pontos de suprimento, de 20 km de extensão. A rede primária conta com 10 alimentadores, com extensões variando de 5 a 30 km. A subestação opera com fator de utilização igual a 54 %.

A figura 1 ilustra, de forma simplificada, as redes 1, 2 e 3.

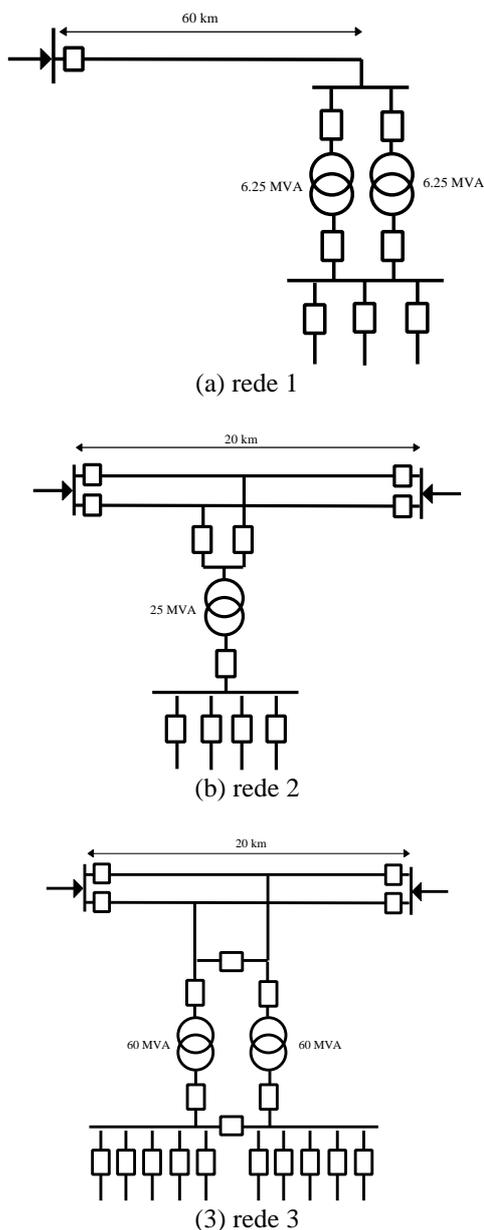


Figura 1 - Redes utilizadas para aplicação da metodologia

Para a rede 1, que conta com uma subestação de pequeno porte, típica de uma área com pequena densidade de carga, foram analisadas as seguintes ações:

- . ação 1: duplicação da linha de subtransmissão;
- . ação 2: troca dos 2 transformadores da SE, por outros 2 de potência nominal de 12,5 MVA;
- . ação 3: instalação de um novo alimentador, passando de 3 para 4, com redistribuição da carga entre eles;
- . ação 4: redução dos tempos de restabelecimento da carga. Considerou-se a possibilidade de redução dos tempos de restabelecimento aos consumidores localizados à montante, pertencentes ao bloco de carga onde ocorre um defeito, e à jusante, de 0,5, 2,0 e 2,0 h para, respectivamente, 0,5, 1,0 e 1,0 h.

Para a rede 2, que conta com uma subestação de porte médio, foram analisadas as seguintes ações:

- . ação 1: instalação de um transformador adicional na SE, de potência nominal igual à do existente;
- . ação 2: construção de um alimentador expresso, interligando a SE com uma SE vizinha, distante 5 km, com capacidade de transferência de até 6 MVA em situação de contingência;
- . ação 3: instalação de um novo alimentador, passando de 4 para 5, com redistribuição da carga entre eles;
- . ação 4: redução dos tempos de restabelecimento da carga, com os mesmos valores utilizados para a rede 1.

Para a rede 3, típica de uma área urbana com grande densidade de carga, foram analisadas as seguintes ações:

- . ação 1: construção de um alimentador expresso, interligando a SE com uma SE vizinha, distante 2,5 km, com capacidade de transferência de até 8 MVA em situação de contingência;
- . ação 2: construção de uma nova SE na região, que absorve 1/3 da carga da SE em estudo;
- . ação 3: redução dos tempos de restabelecimento da carga, com os mesmos valores utilizados para as redes 1 e 2.

Para cada uma das redes, inicialmente foram calculados os custos anuais de interrupção para o sistema existente. Para isto, foram utilizados os valores de taxas de falha e de tempos de restabelecimento médios de cada uma das redes típicas, e os critérios de carregamento de componentes adotados pelas empresas Concessionárias do estado de São Paulo. O custo social médio da END foi estimado em 2.000,00 R\$/MWh. Os custos de manutenção na rede primária, para a redução dos tempos de interrupção, foram estimados em 20% do custo de construção de um novo alimentador.

Em seguida, para cada uma das ações analisadas, foram calculados os custos anuais totais, compostos pelas parcelas de novos custos de interrupção e custos da intervenção correspondente. Tais valores são apresentados na figura 2 para a rede 1, em função da carga total da SE. Procedeu-se à análise de sensibilidade sobre os valores de carregamento, para se avaliar o impacto do crescimento da carga.

Para análise de rentabilidade das intervenções, foram calculadas as relações Benefício/Custo, que são apresentadas nas figuras 3, 4 e 5 para as redes 1, 2 e 3, respectivamente.

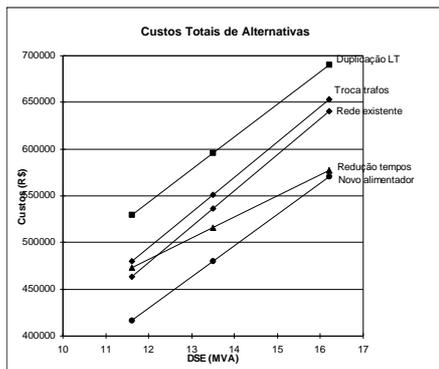


Figura 2 - Custos anuais para a rede 1

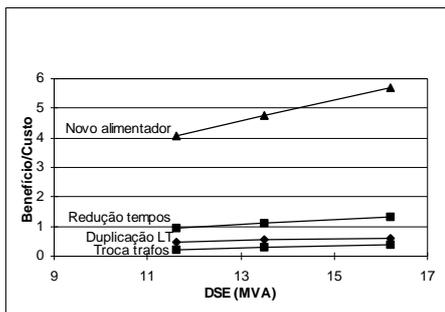


Figura 3 - Benefício/Custo para ações na rede 1

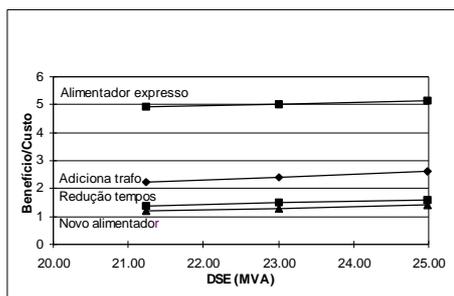


Figura 4 - Benefício/Custo para ações na rede 2

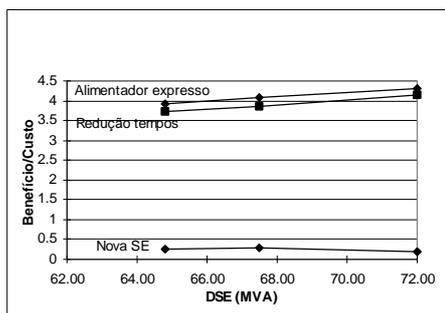


Figura 5 - Benefício/Custo para ações na rede 3

Para a rede 1, que representa SEs de pequena capacidade instalada, nota-se que as ações referentes à manutenção da rede primária e à instalação de um novo alimentador resultam em relações benefício/custo vantajosas. Para a rede 2, de porte médio, todas as ações são rentáveis, com

destaque para a obra de construção de um alimentador expresso. Finalmente, para a rede 3, de grande porte, as ações de redução dos tempos de interrupção e a construção de um alimentador expresso apresentam relações benefício/custo bastante altas, enquanto que a obra de construção de uma nova SE, típica de atendimento ao mercado, não se justifica sob o ponto de vista único de aumento de confiabilidade do sistema.

6. CONCLUSÕES

Neste artigo apresentou-se a aplicação de uma metodologia para o planejamento de contingências que considera, simultaneamente, a subtransmissão, as SEs de distribuição e a rede primária. Através de análise técnico-econômica, podem ser realizados estudos de forma a melhorar a qualidade de fornecimento da energia elétrica, pela seleção de ações que resultem na redução dos índices de interrupção, em particular a Energia Não Distribuída.

O ferramental desenvolvido fornece subsídios para análises interessantes, inclusive quanto a possíveis alterações em critérios atualmente utilizados nas Concessionárias, de modo a serem avaliados planos de intervenção mais equilibrados, pela consideração do sistema de distribuição e subtransmissão como um todo.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CED - CENTRO DE EXCELÊNCIA EM DISTRIBUIÇÃO. Metodologia para o planejamento da contingência em sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica. Relatório CED, 1997.
- [2] ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; OLIVEIRA, M. F. An efficient algorithm for deducing the minimal cuts and reliability indices of a general network configuration. IEEE Transactions on Reliability, vol. R-25, n.4, October 1976.
- [3] CED - CENTRO DE EXCELÊNCIA EM DISTRIBUIÇÃO. Especificação do modelo de planejamento agregado de investimentos em sistemas de distribuição. Nota técnica CED103/PLAN002/RL001, março 1994.
- [4] CIGRÉ/CIREL. Interaction between transmission and distribution system planning. Final report of WG CC.01. 13th International Conference on Electricity Distribution, Belgium, 1995.
- [5] BILLINTON, R.; ALLAN, R.N. Reliability evaluation of power systems. Pitman Publishing, U.K., 1984.