

# Aplicação da Automação como um Recurso Alternativo às Obras Convencionais para o Atendimento de Critérios de Planejamento

I. T. Domingues, M. R. Gouvêa, A. P. Cunha, J. C. Guaraldo, H. Kagan, D. P. Duarte

**Resumo-** O Planejamento de sistemas de distribuição é normalmente realizado considerando-se a execução de obras de expansão ou reforço, as quais visam prover redundâncias para o atendimento de primeira contingência e, conseqüentemente, ampliam as reservas de capacidade. Por outro lado, existem cada vez mais componentes automatizados nas redes, seguindo a tendência do desenvolvimento tecnológico dos equipamentos e comunicações. Este artigo visa apresentar uma metodologia para o Planejamento da Distribuição que utilize automação como uma alternativa às obras convencionais. O emprego desta metodologia permite reduzir parte da reserva de capacidade, aumentando o fator de utilização, sem prejuízo do nível de serviço. O método proposto se baseia no cálculo do custo-benefício das alternativas, convencionais e automatizadas, a partir da energia não distribuída evitada. Uma aplicação piloto com chaves automatizadas foi realizada pela AES Eletropaulo, o que proporcionará uma oportunidade de confronto entre os benefícios previstos pela metodologia e obtidos numa situação real.

**Palavras-chave**—Automação; Energia não distribuída; Planejamento.

## I. INTRODUÇÃO

Como uma conseqüência da aplicação do assim chamado critério N-1, tradicionalmente adotado no planejamento dos sistemas de distribuição, são criadas reservas de capacidade de modo a manter o suprimento da maior parte dos consumidores nas inevitáveis condições de contingência.

Por outro lado, num modelo regulatório como o vigente no Brasil, os investimentos devem ser avaliados cuidadosamente, verificando-se, ao mesmo tempo, a sua contribuição para o atendimento e melhoria de indicadores de qualidade de fornecimento e a modicidade tarifária.

Nesse cenário, a Automação da Distribuição deve ser considerada como uma alternativa às obras convencionais de maior custo, tais como novos transformadores e alimentadores.

---

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

I. T. Domingues trabalha na AES Eletropaulo (e-mail: ivo.domingues@aes.com).

M. R. Gouvea é professor Dr. da Escola Politécnica da USP PEA/ENERQ (e-mail: Gouvêa@pea.usp.br).

A. P. Cunha, J. C. Guaraldo, H. Kagan e D.P. Duarte são pesquisadores da EPUSP/ENERQ.

Além disso, enquanto as reservas de capacidade do sistema afetam os clientes atendidos de maneira uniforme, a automação tem a flexibilidade de poder priorizar aqueles mais economicamente sensíveis às interrupções.

Todavia, presentemente, a automação é vista principalmente como uma ferramenta de operação e não como um recurso a ser considerado durante o planejamento da expansão da oferta.

Como característica do planejamento, a automação pode ser levada em conta desde o início do processo, sendo utilizada para a substituição ou diferimento de investimentos maiores, eliminando-se reservas de capacidade desnecessárias, de um modo econômico e mantendo a confiabilidade do suprimento.

## II. ESTIMATIVA DE CUSTO PARA A RESERVA DE CAPACIDADE

A adoção do critério N-1 para o planejamento do sistema de distribuição implica em se aceitar, implicitamente, um certo custo de reserva de capacidade.

Com o objetivo de estimar tal valor implícito, são apresentados a seguir cálculos do custo da reserva de capacidade de transformação e de alimentação primária principal supondo valores típicos, com ambas dimensionadas pelo critério N-1.

Considerem-se, para o fim de estimativa de ordem de grandeza, os seguintes valores médios típicos para um transformador de subestação:

1. investimento, incluindo equipamentos associados: R\$ 60/kVA;
2. taxa de indisponibilidade em base anual: 1h/ano;
3. fator de carga: 0,6;
4. fator de potência: 0,9;
5. fator de utilização: 0,8;
6. fator de recuperação de capital: 0,11 (10% a.a. e vida útil de 25 anos);

O custo da reserva de capacidade (CRC) de transformação pode ser estimado aproximadamente por:

$$CRC_{Transf} = \frac{60 \times 0,11}{1 \times 0,8 \times 0,9 \times 0,6} \cong 15,3R\$/kWh \text{ ou } 9,01US\$/kWh \quad (1)^1$$

Um cálculo semelhante pode ser realizado para alimentadores aéreos, supondo um carregamento com aproximadamente 70% de seu limite máximo admissível. Neste caso, as-

<sup>1</sup> Taxa de câmbio considerada de 1 US\$ = 1,7 R\$

sumindo os mesmos fatores anteriores, um valor de investimento de 4,0 R\$/kVA/km e uma taxa de indisponibilidade de 0,25 h/km/ano, o custo resulta:

$$CRC_{At} = \frac{4,0 \times 0,11}{0,25 \times (1 - 0,7) \times 0,9 \times 0,6} \approx 10,9 \text{R\$/kWh ou } 6,4 \text{US\$/kWh} \quad (2)$$

Neste ponto é interessante comparar os custos intrínsecos da reserva de capacidade com os custos de interrupção de fato.

De acordo com as referências 1 e 2, mesmo sem considerar uma atualização monetária até os dias de hoje, as consequências econômicas para um consumidor no Brasil são da ordem de 0,75 US\$/kWh a 6,95 US\$/kWh, com um valor médio de 1,54 US\$/kWh, dependendo do tipo de cliente e duração da interrupção.

Logo, numa primeira estimativa, a reserva de capacidade possui um valor da ordem de grandeza de até doze vezes o custo de interrupção, com uma média de cinco vezes. Em outras palavras, a maioria dos desligamentos de consumidores é evitada com um custo maior do que seria por eles gerado.

Obviamente, isso não significa que o desligamento de consumidores possa ser tolerado com maior intensidade da que se apresenta atualmente, mas que há necessidade e conveniência de pesquisas mais profundas para a busca de alternativas mais econômicas para a expansão da rede.

### III. O PLANEJAMENTO COM RECURSOS DE AUTOMAÇÃO

O procedimento de Planejamento da Distribuição, incluindo automação da rede como recurso alternativo aos tradicionais, é apresentado no fluxograma da figura 1.

Observa-se que, numa primeira abordagem, para cada situação de contingência simples, podem ser realizadas transferências de carga, com recursos de automação, ou alternativas de novos reforços estruturais do sistema (subestações, alimentadores, etc).

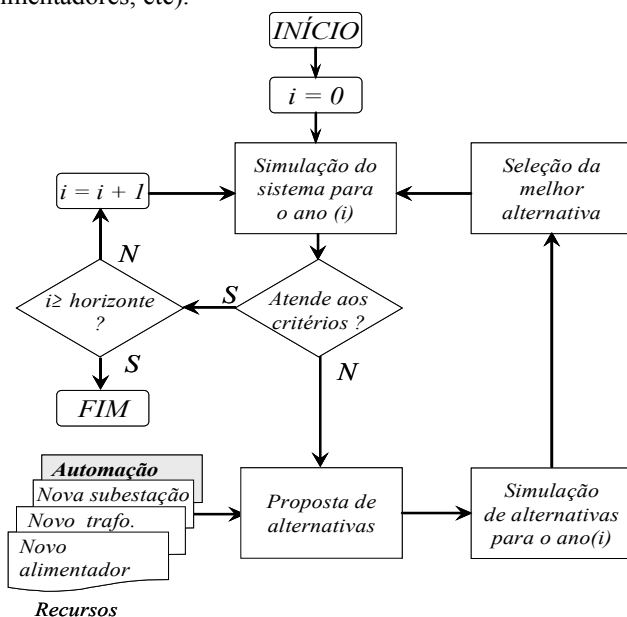


Figura 1. Fluxograma do Planejamento com automação.

### IV. ALTERNATIVA DE AUTOMAÇÃO DE REDE

#### A. Funcionalidade da automação

Com a denominação “automação da distribuição” podem ser atribuídas diversas funções relacionadas ao controle de tensão, transferência de cargas, localização de defeitos, medição remota e outras.

Porém, para o propósito deste trabalho, a funcionalidade da automação da distribuição de maior importância é o seccionamento automático de alimentadores para isolamento de falta ou transferência de carga, com o objetivo de otimizar o fator de utilização das instalações devido à substituição ou postergação de novas reservas de capacidade, tais como a construção de um novo alimentador ou o aumento da potência transformadora de uma subestação.

#### B. Recursos de automação

Um recurso de automação é, de fato, um conjunto de equipamentos ou componentes que operam em conjunto para alcançar a funcionalidade desejada (por exemplo, seccionamento automático do alimentador).

Esse conjunto inclui, basicamente, elementos sensores para medição de tensão ou corrente, dispositivos de chaveamento de rede capazes de seccionar alimentadores e sistemas de comunicação para interligação dos demais dispositivos e, por vezes, com conexão destes com um dispositivo de controle central. Há casos onde alguns desses dispositivos podem estar integrados em apenas um equipamento.

De qualquer forma, cada elemento tem um custo que deve ser levado em conta. Conseqüentemente, a completa caracterização de um recurso de automação deve considerar todos esses componentes para cálculo do custo total, incluindo os serviços para sua instalação.

Além disso, para sistemas de comunicação, o valor de investimento pode ser dividido em uma parcela fixa e uma variável, sendo esta última eventualmente uma função das distâncias entre os componentes do sistema.

Visando facilitar a proposição de alternativas no processo de planejamento, foram especificados alguns recursos de automação básicos que integram o portfólio, não obstante a possibilidade de se criarem novas combinações dos dispositivos de automação.

À título de ilustração, as figuras de 2, 3 e 4 apresentam exemplos de recursos de automação que podem compor um portfólio padronizado.

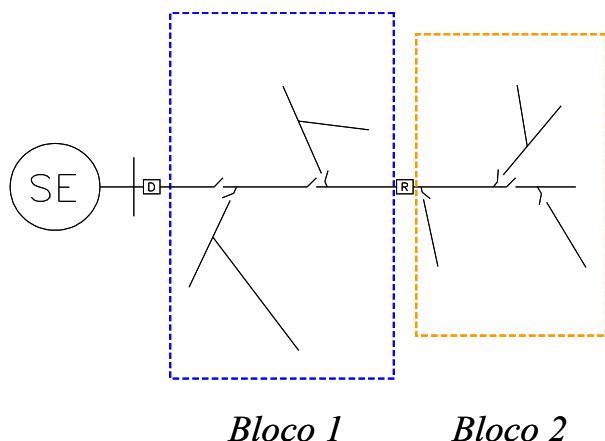


Figura 2. Seccionamento de tronco.

Funcionalidade: Comumente nas redes de distribuição, o tronco de um alimentador possui apenas dispositivos de seccionamento sem qualquer função de proteção, sendo essa garantida pelo próprio disjuntor da subestação. Isto acarreta em uma perda de confiabilidade uma vez que todo alimentador deve ser desligado em caso de falta em qualquer ponto do tronco.

A alternativa apresentada na figura 2 consiste na instalação de um religador automático no tronco do alimentador de maneira a propiciar o seccionamento automático do tronco para defeitos a jusante do religador. Desta forma, o sistema permite o restabelecimento automático da carga à montante do religador para ocorrências à sua jusante. É necessária a realização de um ajuste das proteções de maneira a garantir a seletividade e a coordenação entre o relé da subestação e o religador, bem como deste com os fusíveis a sua jusante.

Uma variante desta alternativa seria a utilização de um seccionizador automático ao invés do religador proporcionando uma redução de custos. Porém deve ser avaliada a relação custo/benefício desta variante uma vez que a chave não possui função de proteção, sendo assim os blocos de carga a montante sofreriam com os desligamentos momentâneos ocasionados pelos religamentos do disjuntor da subestação até que a chave faça sua contagem e isole o trecho defeituoso.

O religador automático ou a chave seccionalizadora, nesta filosofia, opera de forma autônoma de acordo com as curvas de atuação existentes no dispositivo de proteção intrínseco do equipamento (no caso do religador) ou com a lógica de contagem de desligamentos (no caso do seccionizador). Portanto não há a necessidade de rede de comunicação.



Figura 3. Transferência automática de alimentadores entre subestações.

Funcionalidade: Nesta alternativa não há seccionamento do tronco do alimentador, mas sim a transferência automática de sua carga para outra subestação em caso de defeito da fonte supridora (LT ou SE).

À título de ilustração, a subestação 2 possui outros circuitos e permanece, em situação normal, com seu carregamento limitado para garantir reserva ao sistema. Essa reserva de capacidade, que convencionalmente apenas serviria para casos de contingências de um de seus transformadores ou linhas de transmissão, na metodologia proposta essa capacidade de reserva é “emprestada” à subestação 1 através da alimentação de seus circuitos em caso de contingência da mesma. Esse procedimento pode ser generalizado a várias subestações que atendem uma região, garantindo potência firme sistêmica regional e não mais individual associada a cada uma das subestações.

É possível a realização das manobras envolvidas nessa alternativa sem a presença de rede de comunicação. A utilização de sensores e instrumentação de medição é de extrema importância para verificação das condições necessárias para fechamento dos equipamentos.

Por estarem no interior das subestações, os religadores podem ser comandados remotamente, assim como estarem sujeitos a diagramas esquemáticos que possam bloquear certas ações operativas de acordo com as condições da rede.

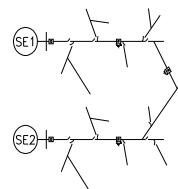


Figura 4. Seccionamento de tronco de dois alimentadores com vis-à-vis automático.

Funcionalidade: Esta alternativa é semelhante à anterior, porém envolve o seccionamento de tronco de dois circuitos, devendo o religador “NA” ser bidirecional sendo ajustado de tal forma que consiga garantir suas funções de proteção independente da topologia de rede.

Portanto, a implementação deste sistema permite o restabelecimento automático de metade da carga de cada alimentador para defeitos em qualquer local, através de vis-à-vis automático entre eles (podendo ser ambos da mesma SE ou de SE’s diferentes).

As considerações feitas para a alternativa anterior sobre as pequenas interrupções sofridas pelos blocos de carga a jusante dos religadores “NF” e a possibilidade de utilização de

chaves seccionadoras ao invés de religadores se aplicam também a esta alternativa.

No que se refere à comunicação, valem as mesmas considerações feitas na alternativa anterior, porém neste caso a realização da lógica de comando e controle das chaves e/ou religadores sem a utilização de rede de comunicação é muito mais complexa, uma vez que haverá transferências de blocos de cargas em ambos os sentidos.

Desta forma recomenda-se, para este caso, a utilização de rede de comunicação de maneira a evitar manobras indesejáveis na rede que possam colocar em risco a integridade das instalações e de vidas humanas.

A tabela I apresenta de forma resumida as características das alternativas de recursos de automação apresentadas.

TABELA I  
RECURSOS DE AUTOMAÇÃO PROPOSTOS

Recurso	Funcionalidade	Equipamentos	Comunicação
Fig. 2	Restabelecimento do bloco 1 para faltas no bloco 2	1 Religador "NF"	Não
Fig 3	Restabelecimento de 50% da carga de um alimentador	1 Religador "NF" 1 Religador "NA"	Opcional
Fig 4	Restabelecimento de 50% da carga de dois alimentadores	2 Religador "NF" 1 Religador "NA"	Sim

### C. Critério de alocação de recursos de automação na rede

O mesmo recurso de automação pode gerar diferentes custos e benefícios, dependendo de sua posição relativa em relação aos blocos mais importantes de carga ou às fontes de energia.

É necessária, para a eficiente aplicação dos recursos de automação, que se estabeleçam diretrizes para o procedimento de inserção dos recursos, de forma a garantir a viabilidade da aplicação, a funcionalidade requerida dos recursos aplicados e os benefícios ótimos que o recurso pode proporcionar.

A aplicação de automação implica na presença de infraestrutura, que envolve desde equipamentos digitais, que permitam a exportação e a importação de sinais digitais que indiquem seus estados e condições da rede naquele ponto, como sistemas de comunicação que permitem o tráfego destas informações entre os dispositivos envolvidos no processo.

Em muitas subestações, ainda é possível encontrar equipamentos não digitalizados, como relés eletromecânicos instalados há décadas atrás e que, por sua grande longevidade, ainda operam de forma satisfatória.

Porém, este tipo de equipamento não permite qualquer interação com os demais, não sendo possível sua operação em conjunto com outros sistemas instalados na rede. Em muitas destas subestações não há sequer dispositivos digitais que informem as condições do sistema ao centro de operações.

Desta forma, quando, no processo de planejamento da

rede, for considerada a alternativa de expansão da oferta de energia através de recursos de automação de rede, há de se levar em conta as condições apresentadas na subestação onde este será aplicado. Caso a subestação não seja "digitalizada", o custo deste processo (troca dos relés, instalação de rede de comunicação etc.) deve ser acrescido de forma a onerar esta alternativa de planejamento podendo inviabilizar a aplicação de recurso de automação.

Da mesma forma devem ser consideradas as características da rede estudada, observando a presença ou não de redes de fibra óptica na região, a existência de "sombras" no sinal de celular etc.

No entanto, cabe ressaltar que as instalações de equipamentos digitais em novas subestações e o processo de digitalização das subestações antigas é uma forte tendência atual, de forma que as instalações eletromecânicas são substituídas em sua totalidade quando chegarem ao fim de sua vida útil.

A metodologia proposta é compatível com qualquer critério de alocação de dispositivos, quer seja por inspeção do planejador quer seja por meio de modelo de busca otimizada.

Observa-se, no entanto que, para configurações simples de rede e de recursos de automação, uma solução viável é a busca exaustiva pelo melhor ponto de inserção dos dispositivos de seccionamento, considerando os requisitos tratados no item seguinte, bem como testando a alocação trecho a trecho e mensurando seus benefícios através da Energia Não Distribuída evitada.

### D. Custo-benefício das alternativas de automação

A base para a determinação do benefício econômico das alternativas é o cálculo da Energia Não Distribuída evitada pelo restabelecimento em menor tempo com recursos de automação.

O custo anual da energia não distribuída evitada, em cada situação em que um dado sistema de automação é proposto como um recurso para solucionar uma violação de critério de desempenho, aplicado a uma alternativa de expansão de um sistema de distribuição, é definido como sendo a diferença entre custo da energia não distribuída esperada sem a presença do sistema de automação e com a presença do referido sistema, mantendo-se as demais estruturas da rede de distribuição, conforme explicitado em (3).

$$B_a(i) = CEND_{sa}(i) - CEND_{ca}(i) \quad (3)$$

Onde:

$B_a(i)$ : benefício do recurso de automação no ano  $i$ ;

$CEND_{sa}(i)$ : custo total da Energia Não Distribuída, sem automação, no ano  $i$ ;

$CEND_{ca}(i)$ : custo total da Energia Não Distribuída, com automação, no ano  $i$ .

Os custos totais de interrupção são calculados através da fórmula (4).

$$CEND_x(i) = \sum_{j=1}^n \left[ \lambda_j \sum_{k=1}^m \left( r_k D_{\max_k} f c_k C_{END_k} \right) \right] \quad (4)$$

Onde:

$x$ : expressa a presença ou ausência de automação (sa= sem automação e ca= com automação);

$\lambda_i$ : taxa de falha (em vezes por ano) esperada para o elemento da rede em contingência, na condição  $j$ ;

$r_k$ : tempo médio de restabelecimento da demanda  $D_{maxk}$  atendida pela barra  $k$  (h);

$m$ : número de barras do sistema;

$D_{maxk}$ : demanda máxima da barra  $k$  no ano  $i$  (kVA);

$fc_k$ : fator de carga associado à barra  $k$ ;

$CEND_k$ : valor associado à energia não distribuída aos consumidores da barra  $k$  (R\$/kWh)

Além da demanda, do crescimento e do fator de carga, a aplicação de (4) requer o conhecimento de alguns parâmetros de desempenho da rede, como taxas de falhas e tempos médios de restabelecimento. Estes dados são valores médios fundamentados baseados em informações da operação da rede.

Entre as alternativas para a obtenção destes dados está a utilização de dados típicos por área geográfica e o tipo de rede (aérea, compacta, subterrânea) ou a estimativa dos índices de frequência e duração de interrupção por defeitos nos equipamentos.

Outro parâmetro fundamental é o custo da Energia Não Distribuída associado a cada barra do sistema, obtidos através de estudos específicos para a obtenção desta informação e, em geral, associados ao grupo de atividade econômica.

As considerações precedentes para análise de uma alternativa de automação podem ser visualizadas através do fluxograma apresentado na figura 5.

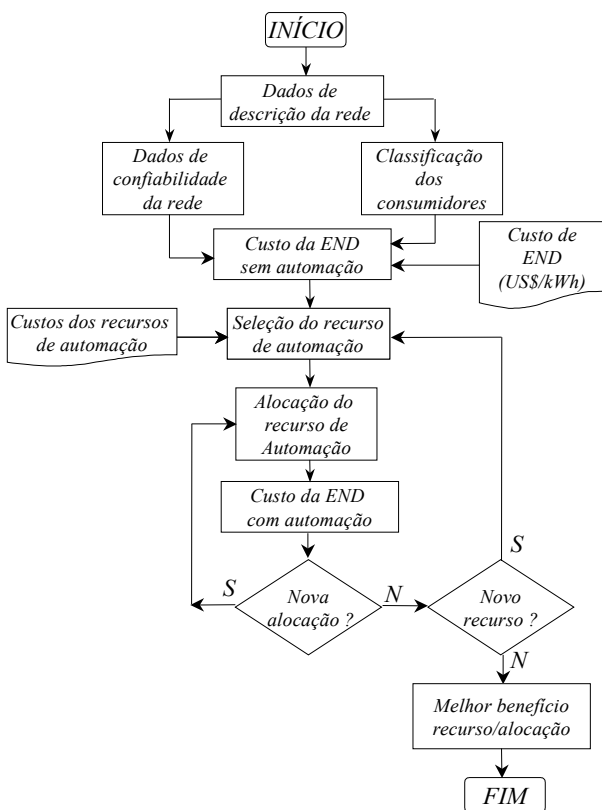


Figura 5. Evolução das alternativas de automação.

### E. Avaliação das alternativas de automação

Para cada ano do horizonte de planejamento, com violação de pelo menos um critério de desempenho, alternativas de soluções devem ser propostas e avaliadas. A solução de menor custo deve conter uma combinação de obras de automação e convencionais.

Essas diretrizes consistem em algumas regras e verificações que devem ser feitas no momento da inserção do recurso, como a observância da capacidade dos alimentadores em receber cargas de outros circuitos, a verificação dos níveis de tensão quando manobrada a rede, a identificação dos blocos de carga que geram maior contribuição para a END da rede.

Identificando esses pontos podem-se estabelecer as diretrizes para o melhor aproveitamento dos recursos, como por exemplo, a alocação dos equipamentos de chaveamento de forma a garantir o restabelecimento de grandes blocos de carga ou consumidores críticos, escolherem pontos de transferência de carga onde há maior capacidade de transferência, etc.

### V. CASO EXEMPLO

Com o intuito de tornar claros os conceitos da metodologia apresentada nos itens precedentes, uma aplicação simples foi realizada considerando-se a rede da figura 6.

Na condição inicial, as subestações SE1, SE2 e SE3 não estão interconectadas. A contingência do transformador TR1 da subestação SE1 requer a transferência das cargas S1, S2 e S3 para o TR2, enquanto as cargas menos sensíveis, S5 e S6, teriam seu fornecimento interrompido por limitação de capacidade de carregamento.

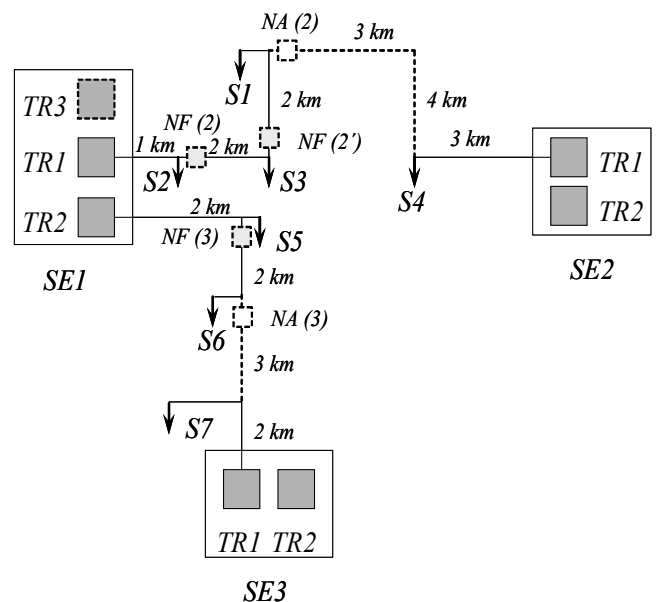


Figura 6. Sistema de Estudo

A indisponibilidade dos alimentadores foi adotada como sendo de 0,25 h/km/ano e a taxa de crescimento de carga foi suposta como 3 % para todas as cargas.

Os dados das cargas são apresentados na tabela II.

TABELA II  
DADOS DO SISTEMA DE ESTUDO

Identificação	Grupos de consumidores		Fator de carga	Custo de END (R\$/kWh)
	Carga (MVA)	Tipo		
S1	4,0	Hospital	0,9	9
S2	3,5	Comercial	0,7	6
S3	2,0	Residencial	0,6	4
S5	4,5	Comercial	0,7	6
S6	3,0	Residencial	0,6	4

As alternativas propostas para a melhoria da continuidade de serviço são as seguintes:

1. alternativa 1: instalação de um novo transformador (TR3) na SE1;
2. alternativa 2: construção de um trecho de alimentador interligando as SE's 1 e 2, com religadores NA e NF;
3. alternativa 3: construção de um trecho de alimentador interligando as SE's 1 e 2 como na alternativa 2 e também uma interligação idêntica entre as SE's 1 e 3.

Na contingência do TR1 da SE1, a Energia Não Distribuída em cada alternativa está associada com o suprimento ou não suprimento das cargas como apresentado na tabela III. Note-se que a alternativa 2 envolve de fato duas condições (denominadas 2 e 2'), dependendo da alocação do religador NF.

TABELA III

CARGAS SUPRIDAS E NÃO SUPRIDAS PARA CADA ALTERNATIVA DURANTE A CONTINGÊNCIA DE TR1

Alternativa	Cargas supridas	Cargas não supridas
1	S1, S2, S3, S5 e S6	-
2	S1, S3, S5 e S6	S2
2'	S1, S5 e S6	S2 e S3
3	S1, S2, S3, S5 e S6	-

Como uma simplificação adicional, não foram consideradas multas em consequência do não fornecimento de energia para algumas cargas.

Os valores presentes líquidos da diferença entre o benefício e o custo de cada alternativa, para um período de 10 anos, estão apresentados a seguir e foram obtidos considerando os custos apresentados na tabela IV, uma taxa de desconto de 10% e uma vida útil das instalações de 25 anos:

1. alternativa 1: - 682 kR\$;
2. alternativa 2: 32 kR\$;
3. alternativa 2': - 18 kR\$;
4. alternativa 3: - 117 kR\$ .

Neste caso, a alternativa 2 é a única com VPL positivo.

Pode-se observar também que a alternativa 1 é penalizada pelo alto investimento, enquanto que a diferença entre as alternativas 2 e 2' mostra a importância da alocação dos dispositivos automáticos de chaveamento de rede.

TABELA IV  
CUSTO DE INVESTIMENTO E MANUTENÇÃO

Alternativa	Investimento (kR\$)	Custo de manutenção	
		(kR\$/ano)	(%)
1	1020	20,4	2
2 e 2'	306	11,9	5 <sup>2</sup>
3	476	17	5 <sup>2</sup>

Uma vez que as consequências econômicas de um desligamento estão sujeitas a uma incerteza relativamente alta dependendo do tipo de consumidor, recomenda-se uma análise de sensibilidade. Por exemplo, a sensibilidade dos VPL com o custo da interrupção da carga S1 pode ser vista na figura 7.

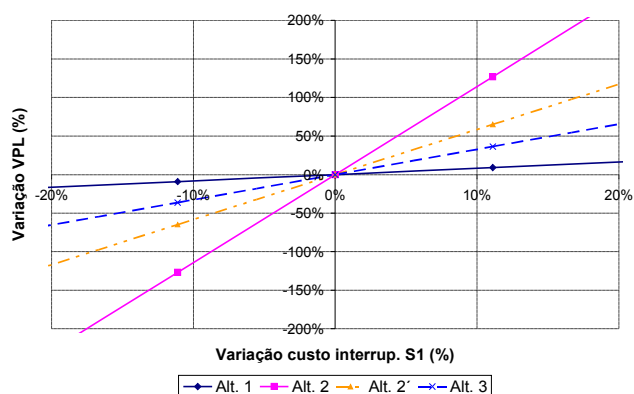


Figura 7. Análise de sensibilidade

## VI. APLICAÇÃO PILOTO

Os conceitos precedentes foram utilizados para o planejamento de uma área compreendendo três alimentadores da subestação Monções e dois da subestação Itaim, na região dos Jardins em São Paulo (figura 8).

As simulações necessárias para o Planejamento utilizaram um aplicativo computacional, desenvolvido conforme a metodologia descrita neste artigo e considerando a condição normal e de contingência simples dos alimentadores.

<sup>2</sup> O percentual refere-se ao valor do alimentador apenas e os religadores foram considerados isentos de manutenção.

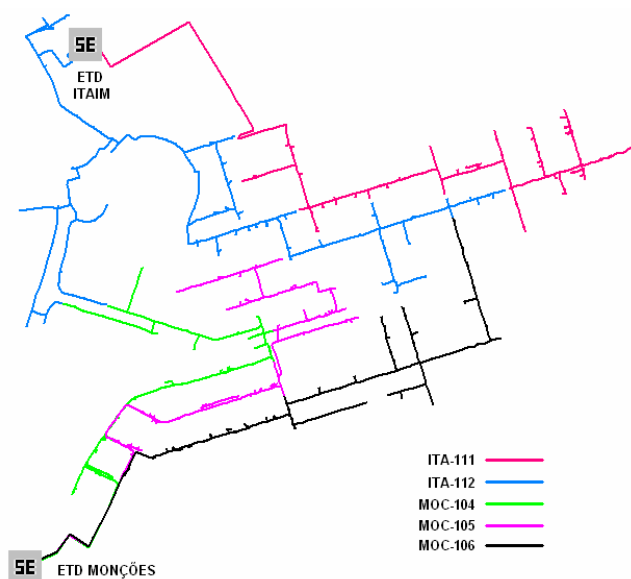


Figura 8. Região da aplicação piloto

Os recursos utilizados para aumentar a continuidade de serviço dos blocos de carga sensíveis foram chaves automáticas, alocadas de forma a reconfigurar a rede com transferências entre os circuitos indicados, sem a execução de novas obras como a construção de redes de distribuição.

Todavia, para garantir a comunicação permanente e reconfiguração completa em um tempo inferior a 3 min foi necessário implementar uma rede de cabos ópticos conectando as chaves.

A instalação física das chaves automáticas foi realizada em postes existentes na região, com chaves seccionadoras para permitir a abertura visível ou *by-pass* para realização de manutenções com segurança ou ensaios de operação na fase de implantação. Esse tipo de instalação poderá vir a ser reavaliado no futuro, porém numa primeira aplicação foi adotado para maior flexibilidade e confiabilidade operativa em qualquer situação.

As figuras 9 e 10 ilustram esta forma de instalação.



Figura 9. Chave instalada como parte da aplicação piloto



Figura 10. Vista lateral de uma chave instalada.

## VII. PROSSEGUIMENTO DOS ESTUDOS

Durante o desenvolvimento desta pesquisa foram identificados alguns temas que, por estarem a margem do foco deste trabalho, não foram pesquisados com profundidade, mas que merecem atenção em estudos posteriores. Dentre esses, estão o desenvolvimento de:

- instrumentos de apoio à alocação dos recursos de manutenção, considerando a existência de infra-estrutura de comunicação;
- ferramentas para avaliação das instalações para supervisão das operações de medição e telecomando, que poderia onerar a aplicação de recursos de automação no planejamento, como a necessidade de digitalizar subestações e coordenar a proteção;
- análise de riscos associados à adoção dos recursos de automação ao invés de ampliar as instalações estruturais do sistema;
- métodos de otimização do planejamento de aumento da oferta de energia em sistemas distribuição, utilizando técnicas como: algoritmos genéticos e programação dinâmica, quando há a alternativa da utilização de recursos de automação;
- metodologia para avaliação da sensibilidade da carga, em função do uso final.

## VIII. CONCLUSÕES

A metodologia proposta de incorporação de Automação como um recurso adicional de Planejamento permite um tratamento distinto dos consumidores em função de sua criticidade quanto à continuidade do suprimento, ao contrário da técnica usual, baseada na introdução de reserva de capacidade, a qual afeta igualmente um grande número de clientes.

Tanto as simulações teóricas como reais, mostraram que a automação se constitui numa alternativa economicamente atrativa aos investimentos estruturais de reforço da rede em muitas situações.

Para o estudo de melhores soluções, quanto à alocação e quantidade de dispositivos automatizados, é necessário dispor de ferramenta computacional e dados que reflitam as

condições do local da implementação.

A aplicação piloto realizada neste projeto vai permitir, após alguns anos de operação, a mensuração dos benefícios reais em confronto com os previstos pelos cálculos baseados na metodologia.

#### IX. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à AES Eletropaulo a permissão para publicar os dados desse artigo.

#### X. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Massaud, A. G., Schulling, M. Th.e Hernandez, J. P., Eletriccity re-  
striction costs, IEE Proc. Ger. Transm. Distr., Julho, 1994.
- [2] Leite, J. R., Ferreira Filho, A. L. e Oliveira, M. A. G. Uma meto-  
dologia para avaliação dos custos de interrupção e de eventos de  
qualidade de energia. VI SBQEEE, Agosto, 2005.
- [3] Lethonen, M. e Kupari, S.. A method for cost benefit analysis of  
distribution automation, IEEE. 1995.