

Melhoria da Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica através da Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção.

L. G. W. SILVA, R. A. F. PEREIRA, A. C. B. ALVES, J. R. S. MANTOVANI.

Abstract—Reliability of power supply is related, among other factors, to the control and protection devices allocation in feeders of distribution systems. In this way, optimized allocation of sectionalizing switches and protection devices in strategic points of distribution circuits, improves the quality of power supply and the system reliability indices. In this work, it is presented a mixed integer non-linear programming (MINLP) model, with real and binary variables, for the sectionalizing switches and protection devices allocation problem, in strategic sectors, aimed at improving reliability indices, increasing the utilities billing and fulfilling exigencies of regulatory agencies for the power supply. Optimized allocation of protection devices and switches for restoration, allows that those faulted sectors of the system can be isolated and repaired, re-managing loads of the analyzed feeder into the set of neighbor feeders. For solving this problem it is proposed a Reactive Tabu Search Algorithm (RTS). Results obtained through simulations for a real-life circuit, are presented.

Palavras Chaves—Sistemas de Proteção, Restauração de Redes, Qualidade e Confiabilidade e Algoritmo de Busca Tabu Reativa.

I. LISTA DE VARIÁVEIS

CFP_{jk} :	Custo fixo de instalação de dispositivos de proteção do tipo k no ponto j ;
CFC_j :	Custo fixo de instalação de chave de manobra no ponto j ;
Q :	Conjunto de pontos onde é permitido alocar dispositivos de proteção;
CH :	Conjunto de pontos onde é permitida a alocação de chaves de manobras;
X_{jk} :	Variável binária de decisão de alocação de dispositivos de proteção tipo k no ponto j ;
Y_j :	Variável binária de decisão de alocação de chaves de manobras no ponto j ;
$CENS^P_i$:	Custo da energia não suprida para o alimentador i devido a atuação da proteção;

sp :	Número de pontos para possível alocação de dispositivos de proteção na seção principal;
λ_i :	Taxa de falta permanente para o ponto i (falta/ano);
γ_i :	Taxa de falta temporária para o ponto i (falta/ano);
X_{abc} :	Variável que define a seção, o ponto na seção e o tipo de dispositivo que poderá ser instalado;
a :	Define a seção do alimentador (1 seção principal e 2,...,n para ramais laterais);
b :	Define o ponto da seção a ;
c :	Define o tipo de dispositivo (1 para dispositivo de proteção trifásico e 2 para dispositivo de proteção monofásico);
CE :	Custo de interrupção devido à atuação da proteção;
$NR(i)$:	Número de ramais laterais a jusante do ponto i ;
$R(v)$:	Número de possíveis pontos para alocação de dispositivos de proteção;
$LR(.), LC(.)$ e $LI(.):$	Cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente, conectadas na seção (.);
CRR, CRC e CRI :	Custos de energia residencial, comercial e industrial, respectivamente, não supridas por um determinado intervalo de tempo para que seja realizado reparo da seção (.);
CCR, CCC e CCI :	idem, para que sejam efetuados os remanejamentos das cargas para outra(s) seção(es);
$CENS^R_i$:	Custo da energia não suprida para o alimentador i devido ao serviço de restauração;
$CANI_l$:	Custo anual de interrupção para uma contingência na seção l ;
L :	Número total de seções do alimentador, definido pelo montante de chaves que é permitido alocar;
$LT_{(.)}$:	Carga total alimentada pela seção (.);
M :	Conjunto de seções a montante da seção l ;
RS :	Capacidade reserva dos alimentadores vizinhos de i (Ω_i);
Ω_i :	Alimentadores vizinhos do alimentador i , que possuem chaves de interconexão, alocadas para o planejamento da operação e permite o remanejamento de cargas do alimentador i ;
α_l :	Taxa de falha média anual da seção l (falha/km/ano);
l_i :	Comprimento da seção l (km).

II. INTRODUÇÃO

A alocação otimizada de chaves de manobras e dispositivos de proteção em pontos estratégicos dos circuitos de distribuição, melhoram a qualidade do fornecimento de energia e os índices da confiabilidade do sistema. As chaves de manobras e os dispositivos de proteção são alocados no sistema durante a fase de planejamento.

Em alguns casos em função das alterações dos hábitos de consumo, vulnerabilidade de certas regiões do sistema a faltas, tipo de consumidores e crescimento da carga é necessário realocar algumas chaves e dispositivos de proteção com vistas a dar maior confiabilidade e melhorar as condições de operação da rede.

Este projeto conta com o financiamento da Fapesp 02/04811-9, MCT, Fundo Setorial de Energia (CT-Energ), por intermédio do CNPq (CT-Energ/CNPq), processo 554661/2006-3 e CNPq processo. 301060/2006-1.

L. G. W. SILVA é da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação (EEEC), Universidade Federal de Goiás (UFG), Goiânia - Goiás (e-mail: lgwesz@gmail.com).

R. A. F. PEREIRA é da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (FEIS), Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira - São Paulo (e-mail: ddigo@yahoo.com).

A. C. B. ALVES é da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação (EEEC), Universidade Federal de Goiás (UFG), Goiânia - Goiás (e-mail: baleeiro@eee.ufg.br).

J. R. S. MANTOVANI é da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (FEIS), Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira - São Paulo (e-mail: mant@dee.feis.unesp.br).

As chaves de manobras são alocadas na rede de distribuição para obter uma estratégia ótima ou otimizada de operação e fazer o restabelecimento do serviço de fornecimento de energia em condições de contingência. Alternativas que minimizem o número de chaves a serem manobradas devem ser preferidas, pois quanto maior o número de manobras, maior é o tempo gasto para a sua realização e, conseqüentemente, maior o tempo de interrupção para os consumidores.

A alocação de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição está relacionado com a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia, evitando que uma falta tenha um envolvimento muito grande em termos de carga e/ou consumidores atingidos, além de procurar reduzir os tempos de localização dessa falta e da reposição do sistema em operação. A quantidade e os tipos de dispositivos de proteção a serem instalados em um alimentador, em particular, dependerão da importância desse alimentador, magnitude e tipo de carga, da configuração do circuito e da exposição a riscos de diferentes naturezas, que podem levar o sistema a condições de faltas permanentes ou temporárias. Em geral, o impacto sobre os clientes da alocação dos dispositivos de controle e proteção no sistema, está relacionado com a frequência e duração da interrupção.

Neste trabalho apresenta-se um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM), com variáveis reais e binárias, para o problema de alocação de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção em setores estratégicos das redes de distribuição, visando melhorar o índice de confiabilidade e atender os consumidores com energia confiável e de baixo custo, aumentando o faturamento das concessionárias, e cumprindo com as exigências estabelecidas pela agência reguladora do setor elétrico - ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). As restrições consideradas para o problema refletem limitações técnicas e econômicas, tais como problemas de coordenação de dispositivos de proteção em série, número de equipamentos disponíveis, importância do alimentador sob análise, topologia do circuito, atendimento das cargas considerando a qualidade do fornecimento de energia e limitações físicas do sistema entre outras. Para solução desse problema propõe-se um algoritmo de Busca Tabu Reativa (BTR).

Utilizando a formulação e metodologia proposta apresentam-se resultados e estratégias otimizadas para alocação de dispositivos de proteção e chaves para restauração, para um alimentador real de distribuição de energia elétrica.

III. MODELO MATEMÁTICO

O modelo matemático para alocação e realocação de dispositivos de proteção e chaves para restauração do sistema proposto neste trabalho, é obtido utilizando o conceito de energia não suprida (ENS) e os índices históricos de faltas permanentes e temporárias no sistema [1-5]. Genericamente, este problema é formulado como:

Minimizar {Custos Fixos de Alocação/Realocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de

Proteção + Custo da Energia Não Suprida devido a Atuação dos Dispositivos de Proteção + Custo do Serviço de Restauração}

s.a.

- *Atendimento da Demanda (Equações de Fluxo de Potência);*
- *Capacidade de Fluxo nos Alimentadores;*
- *Capacidade das Subestações;*
- *Quantidade disponível de cada tipo de dispositivo (chaves de manobras, religadores e fusíveis) para alocação;*
- *Número máximo de dispositivos que podem ser alocados em série para obter coordenação e seletividade do sistema de proteção;*
- *Setores que devem ser alocados exclusivamente religadores devido a importância da carga e/ou sujeitos a altos índices de faltas temporárias;*
- *Setores da rede em que as cargas não podem estar sujeitas à ação de religamentos.*

Este é um modelo de otimização combinatorial com função objetivo não linear, não diferenciável, envolvendo variáveis reais e inteiras e um conjunto de restrições lineares e não lineares.

3.1 Função Objetivo

Na função objetivo do problema consideram-se os custos fixos devido à alocação e realocação das chaves de manobras e dos dispositivos de proteção, o custo da energia não suprida devido à atuação dos dispositivos de proteção e o custo do serviço de restauração. O custo da energia não suprida devido à atuação dos dispositivos de proteção está relacionado ao custo da confiabilidade do sistema devido à alocação dos equipamentos de proteção.

Custos Fixos de Alocação e Realocação de Chaves e Dispositivos de Proteção

Os custos fixos estão relacionados com o investimento na aquisição e instalação da chave de manobras e/ou do dispositivo de proteção que está sendo alocado. No caso da realocação os custos fixos envolvidos são basicamente devidos ao reposicionamento da chave e/ou do dispositivo de proteção, sendo dados para cada alimentador i do sistema de distribuição por:

$$CF_i = \sum_{j \in Q} CFP_{jk} X_{jk} + \sum_{j \in CH} CFC_j Y_j \quad (2)$$

Custo da Energia Não Suprida pela Atuação da Proteção

Os religadores automáticos juntamente com os elos fusíveis e seccionalizadores têm a finalidade de isolar seções dos sistemas de distribuição sujeitas a faltas permanentes e permitir que faltas temporárias sejam eliminadas sem o desligamento permanente de cargas. Para obter o custo da energia não suprida (*CENS*) devido a atuação do sistema de proteção, considera-se o total de cargas desligadas devido a incidência de faltas temporárias (γ) e permanentes (λ) no alimentador sob estudo no período de um ano, por exemplo.

Seja o alimentador de distribuição da Fig. 1 com possibilidades de se alocar dispositivos de proteção em qualquer um dos pontos (seção principal e ramais). Para cada uma das seções definidas por esses pontos têm-se disponíveis os dados referentes às cargas residenciais, comerciais e industriais instaladas e aos índices de faltas temporárias e permanentes (γ, λ).

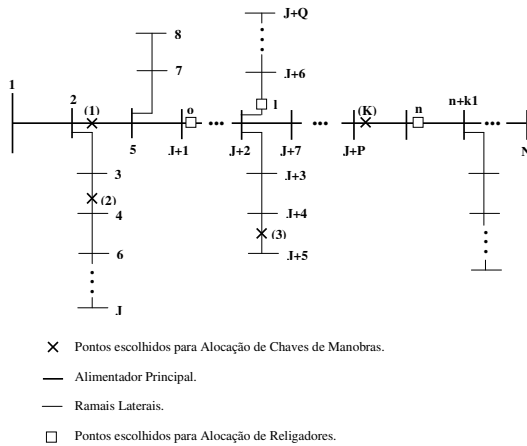


Fig. 1: Alimentador Genérico *i* de um Sistema de Distribuição

No caso de incidência de faltas temporárias, alocando um religador em algum ponto do alimentador principal ou dos ramais laterais, os consumidores a jusante do ponto estarão protegidos. O conceito de dispositivo protetor e protegido é usado quando mais de um religador é utilizado. O religador próximo da subestação será a proteção principal para faltas temporárias até os pontos onde existem outros religadores. Para as faltas permanentes considerando religadores ou fusíveis alocados em qualquer ponto do alimentador, todos os consumidores a jusante deste ponto serão desconectados.

Desta maneira, verifica-se que a função objetivo para o problema de alocação de dispositivos de proteção considerando o custo da energia não suprida (*CENS*) devido à atuação da proteção, pode matematicamente ser modelada como segue:

$$CENS_i^P = (A_I - A_{II} - A_{III} + A_{IV} + A_V) * CE \quad (3)$$

$$A_I^i = \sum_{j=1}^{n_{sec_j}} (\gamma_j) \sum_{k=1}^{n_{sec_j}} (LR_k + LC_k + LI_k) \quad (3a)$$

$$A_{II}^i = \sum_{j=1}^{SP} \gamma_j * X_{yj} \left\{ \begin{aligned} & \left(LR_j + LC_j + LI_j \right) + \\ & \left(\sum_{k=j+1}^{SP} (LR_k + LC_k + LI_k) \prod_{l=j+1}^{SP} (1 - X_{il}) \right) + \\ & \left(\sum_{k=R_j}^{NR} \sum_{l=1}^{R_l} (LR_l + LC_l + LI_l) \prod_{n=1}^{R_l} (1 - X_{inl}) \right) \end{aligned} \right\} \quad (3b)$$

$$A_{III}^i = \sum_{j=1}^{NR} \sum_{k=1}^{R_l} \gamma_k * X_{ikl} \left\{ \begin{aligned} & \left(LR_k + LC_k + LI_k \right) + \\ & \left(\sum_{l=k+1}^{R_l} (LR_l + LC_l + LI_l) \prod_{n=k+1}^{R_l} (1 - X_{inl}) \right) \end{aligned} \right\} \quad (3c)$$

$$A_{IV}^i = \sum_{j=1}^{SP} \lambda_j \left\{ \begin{aligned} & \left(\sum_{k \in MSP_j} (LR_k + LC_k + LI_k) \prod_{l \in MSP_j} (1 - X_{il}) (1 - X_{il2}) \right) + \\ & \left(\sum_{k \in MR_j} (LR_k + LC_k + LI_k) \prod_{l \in MR_j} (1 - X_{il}) (1 - X_{il2}) \right) \end{aligned} \right\} \quad (3d)$$

$$A_V^i = \sum_{j=1}^{NR} \sum_{k=1}^{R_l} \lambda_k \left\{ \begin{aligned} & \left(\sum_{l \in MSR_l} (LR_l + LC_l + LI_l) \prod_{m \in MSR_l} (1 - X_{im}) (1 - X_{im2}) \right) + \\ & \left(\sum_{l \in MR_k} (LR_l + LC_l + LI_l) \prod_{m \in MR_k} (1 - X_{im}) (1 - X_{im2}) \right) \end{aligned} \right\} \quad (3e)$$

Custo do Serviço de Restauração

Seja o alimentador *i* do sistema de distribuição da Fig. 1, onde as chaves para restauração podem ser alocadas em qualquer uma das barras (1, 2, ..., *N*). Considere as chaves alocadas nos pontos (1, 2, ..., *K*). Estas chaves definem seções (1, 2, ..., *L*), que suprem conjuntos de cargas residenciais, comerciais e industriais.

A função objetivo do problema consiste em efetuar a alocação de chaves para que na incidência de uma contingência em qualquer seção *l*, os custos financeiros e sociais de restauração do serviço de fornecimento de energia sejam mínimos. Por custo de restauração definem-se os custos operacionais e de interrupção do fornecimento de energia para efetuar o reparo da rede na região defeituosa e o remanejamento de cargas para alimentadores vizinhos [1-5].

Para a alocação de chaves para restauração, o *CENS* para um dado alimentador *i* de um sistema de distribuição genérico, como o ilustrado na Fig. 1, pode ser formulado como:

$$CENS_i^R = \sum_{l=1}^L CANI_l \quad (4)$$

O *CANI* para cada seção *l* do alimentador é composto pelas parcelas de custos de energia não suprida aos consumidores da seção onde ocorreu a contingência (*CP_l*), a montante da seção sob contingência (*CM_l*) e a jusante da seção onde ocorreu a contingência (*CJ_l*), modelados como:

$$CP_l = (LR_l * CRR + LC_l * CRC + LI_l * CRI) \quad (5)$$

$$CM_l = \sum_{m=1}^M (LR_m * CCR + LC_m * CCC + LI_m * CCI) \quad (6)$$

$$CJ_l = \begin{cases} \sum_{m=l+1}^L (LR_m * CCR + LC_m * CCC + LI_m * CCI) \\ \quad \text{Se } RS > LT_m \\ \quad \quad RS \in \Omega_i \\ \\ \sum_{m=l+1}^L (LR_m * CRR + LC_m * CRC + LI_m * CRI) \\ \quad \text{Se } RS < LT_m \\ \quad \quad RS \in \Omega_i \end{cases} \quad (7)$$

Desta forma o *CANI* para cada seção *l* do alimentador é dado por:

$$CANI_l = \alpha_l * l_l * (CP_l + CM_l + CJ_l) \quad (8)$$

Fisicamente as parcelas que compõem o *CANI* para qualquer seção genérica *l* do alimentador podem ser interpretadas como:

CP: Para faltas na seção *l*, as cargas desta seção devem ser isoladas do sistema para que sejam efetuados os devidos reparos na mesma;

CM: Para faltas na seção *l*, a carga a montante desta seção pode ser suprida normalmente, necessitando de uma pequena interrupção para que possam ser realizados os chaveamentos necessários para a restauração do serviço;

CJ: Para faltas na seção *l*, a carga a jusante desta seção pode ou não ser remanejada para um dos alimentadores vizinhos (Ω_i), caso haja capacidade de reserva (*RS*) suficiente nestes alimentadores. Neste caso ocorre uma pequena interrupção nesta seção para o remanejamento (chaveamento) da carga desta seção para os alimentadores vizinhos escolhidos, caso contrário, haverá a necessidade de uma interrupção maior na seção até que seja executado o devido reparo na seção *l*.

O custo da energia não suprida pelo sistema nas condições de contingências é dado por:

$$CENS_i = CF_i + CENS_i^p + CENS_i^R \quad (9)$$

As restrições do problema de alocação de chaves – limitações da capacidade de fornecimento dos alimentadores, atendimento das demanda, fluxos de potência nas linhas e perfil de tensão são consideradas através de um algoritmo rápido e eficiente de fluxo de potência para redes de distribuição [6].

As restrições que devem ser incorporadas ao problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção são de natureza técnica e econômica. As restrições de natureza técnica estão relacionadas com a coordenação dos dispositivos de proteção e a topologia do sistema (número de dispositivos da mesma categoria em série). As restrições de natureza econômica estão relacionadas com o custo de instalação e operação dos dispositivos, natureza e importância da carga.

IV. TÉCNICA DE SOLUÇÃO

O modelo matemático (1) é um problema *PNLIM* e para solução deste problema é proposto um algoritmo de busca tabu

reativa (BTR) [7]. As particularidades do algoritmo são detalhadas a seguir.

Codificação

Cada alimentador possui *N* pontos para alocação de chaves e dispositivos de proteção, e o equipamento (chave de manobra e/ou proteção) alocado no alimentador é representada pelo valor 1 e o não alocado pelo valor 0 (representação binária). Alterando a configuração corrente para a sua vizinha o equipamento muda de posição, sendo necessário redefinir os índices dos termos para cálculo da função objetivo.

Configuração Inicial

Para alocação de dispositivos de controle e proteção, considera-se uma quantidade fixa de dispositivos que é função da carga instalada, número de consumidores, estudos dos índices de confiabilidade e fatores sócio-econômicos relacionados com os consumidores. Os equipamentos são alocadas aleatoriamente em cada uma das seções *j*, para cada um dos *i* alimentadores do sistema ($i \in I$, sendo *I* o conjunto de alimentadores do sistema).

Os pontos candidatos à alocação da proteção são determinados obedecendo algumas regras baseadas no conhecimento de técnicos e engenheiros das áreas de operação e planejamento das empresas de energia, tais como:

- Alocação de religador ou fusível no início de trechos extensos, onde o nível mínimo de curto circuito seja insuficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda.
- Alocação de religador ou fusível, logo após cargas de grande importância e cuja continuidade de serviço deve ser elevada, caso o circuito após estas cargas seja extenso.
- Alocação de religador no início de ramais que alimentem cargas classificadas como especiais ou de grande importância.
- Alocação de religador no início de ramais que suprem cargas importantes, localizadas em áreas sujeitas à alta incidência de faltas temporárias.

Função de Adaptação

Composta pela função objetivo (9) e violação das restrições técnicas e econômicas.

Estrutura de Vizinhança e Lista Tabu

A estrutura de vizinhança, ou seja, a transição de uma configuração para outra é realizada por alimentador segundo o esquema de codificação, mantendo fixo o número de equipamentos, da seguinte forma:

(a) O primeiro equipamento alocado na configuração corrente irá mudar de posição, os demais equipamentos continuam fixos;

(b) A transição destes equipamentos é realizada para a primeira posição da configuração corrente que não possua equipamento alocado, o que define o primeiro vizinho de $N(x)$. A próxima transição é realizada para a

segunda posição da configuração corrente e assim sucessivamente, fazendo com que os equipamentos um a um, mudem para todas as posições da configuração corrente que não possuam equipamento alocado. Ao final destas transições é obtido o conjunto de configurações vizinhas da configuração corrente $N(x)$.

A lista tabu armazena os atributos usados para gerar as soluções visitadas no passado recente, isto é, nas últimas transições a fim de evitar o retorno a configurações já visitadas. Para representar a estrutura desta lista utiliza-se um arranjo matricial, que é atualizado a cada iteração da BTR. Para análise da próxima configuração vizinha é necessário verificar se esta configuração não possui atributos proibidos na lista. O atributo adotado neste trabalho é a posição ocupada pelo equipamento no alimentador, considerando um número preestabelecido de iterações e o número de equipamentos que podem ser trocados de posição simultaneamente. As configurações visitadas durante a busca e os números de repetição correspondentes, são armazenados na memória de forma que depois que o último movimento é realizado pode-se checar se ocorre repetições das configurações e calcular o intervalo entre as duas visitas. O mecanismo “reactivo” aumenta rapidamente o tamanho da lista quando as configurações estão se repetindo. Por outro lado também há mecanismo de redução lento, de forma tal que o tamanho da lista é reduzido, se após um número pré-especificado de iterações não ocorrem repetições de configurações para análise.

Mecanismo de Escape

O mecanismo de escape implementado consiste da geração aleatória de uma nova solução inicial. Quando ocorre o aparecimento de várias soluções repetidas, uma nova alocação aleatória dos dispositivos é realizada, tentando desta forma obter uma solução distante dos pontos de ótimos locais, os quais são os causadores do fenômeno ciclagem. Quando o mecanismo de escape é aplicado o procedimento de busca tabu é reinicializado.

Crítérios de Parada

O critério de parada adotado foi o número máximo de iterações permitido.

V. TESTES E RESULTADOS

Os resultados são obtidos através da simulação de um circuito real de 134 barras, como ilustrado na Fig. 2. Na Tabela I mostra-se a capacidade fornecimento para cada alimentador utilizado na realização dos testes e obtenção dos resultados apresentados. Na Tabela II mostram-se os custos de interrupção de energia elétrica - reparo e chaveamento, para cada categoria do consumidor [8]. Na Tabela III mostram-se os custos fixos das chaves de manobras e dos dispositivos de proteção. Os testes foram realizados em duas etapas: 1) Os dispositivos de proteção são alocados atendendo as restrições impostas para cada alimentador; 2) Os dispositivos da proteção obtidos através do algoritmo de otimização são fixados, e então, o problema de alocação otimizada de chaves de manobras é resolvido. Religadores têm dupla função, isto é,

podem ser utilizados tanto para proteção como para manobra. Nos pontos onde estão alocados os fusíveis não é permitida a alocação de chaves de manobras.

Tabela I Capacidade de Fornecimento

Subestação	Capacidade de Fornecimento (kW)
SE	7.000
SE1	3.000
SE2	3.000
SE3	3.000

Tabela II. Custo de Interrupção Reparo (CR) e Chaveamento (CC), por Categoria de Consumidores.

Categoria	CR (4 horas)	CC (1,5 horas)
Residencial	6 (US\$/kW)	0,4 (US\$/kW)
Comercial	120 (US\$/kW)	60 (US\$/kW)
Industrial	18,544 (US\$/kW)	9,62 (US\$/kW)

Tabela III Custo Fixo dos Equipamentos de Controle e Proteção

Equipamentos	Custo em US\$
Religador	15.000,00
Fusível	500,00
Chave de Manobras	180,00

O custo da interrupção da energia não suprida devido a atuação dos dispositivos da proteção é 1 US\$/kW.

As restrições consideradas para este alimentador são: Há somente dois religadores disponíveis; Fusíveis não podem ser instalados na seção principal do alimentador; Há um disjuntor equipado com relé de religamento entre as barras 1 e 2; O número máximo de fusíveis em série é igual a três; Fusíveis não podem ser alocados a montante dos religadores; As capacidades de fluxo nos alimentadores e de reserva das subestações não devem ser violadas.

Tabela IV Melhores Configurações: Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção através do BTR.

Equipamentos	Pontos Selecionados
Religadores	35-36 47-48
Fusíveis	10-11, 11-12, 23-24, 26-32, 38-40, 40-42, 40-44, 48-52, 52-56, 63-64, 67-71, 78-88, 78-79, 95-97, 98-99, 104-130, 107-108, 107-112, 113-114, 119-122
Chaves de Manobras	22-23, 35-36, 47-48, 48-61, 78-89, 79-80, 102-103
CENS (US\$/ano)	497.324,32

A melhor configuração encontrada para este circuito, isto é com menor CENS está mostrada na Tabela IV. Também, deve-se observar que um religador e uma chave de manobra são alocados entre as barras 35-36 e 47-48. Neste caso, somente o religador é alocado, pois o mesmo tem ambas as funções. Neste caso é considerado somente o custo fixo do religador.

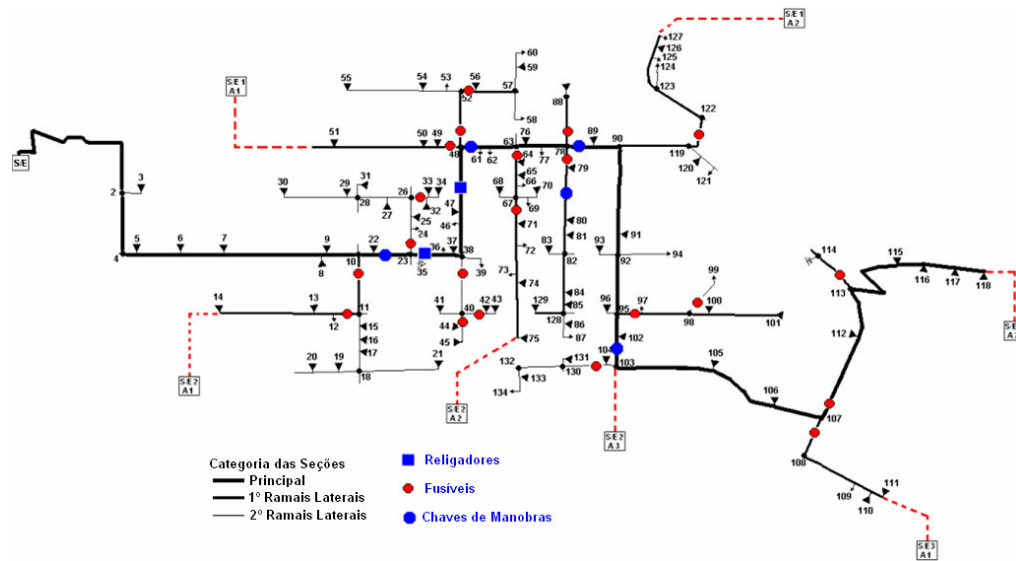


Fig. 2: Alimentador Real 134 Barras

VI. CONCLUSÕES

Neste trabalho, a formulação proposta considera a influência dos dispositivos do controle e da proteção para as melhorias da qualidade do serviço de fornecimento de energia e dos índices da confiabilidade do sistema. Nos testes realizados com o alimentador em análise, a metodologia proposta encontrou soluções de boa qualidade e as mesmas cumprem com as restrições impostas.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Kagan, N.; Olivera, C. C. B. “Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica através de Ferramenta para Solução de Problemas de Decisão com Múltiplos Objetivos e Incertezas”. Congresso Brasileiro de Automação, CBA. Vol.9 no. 1, 1998.
- [2] Kagan, N., Oliveira, C.C.B. “Goal Planning and Risk Analysis for Distribution Reliability Indices”, CIRE2001 – Conference Publication No. 482 – IEE 2001, 18-21 de June 2001.
- [3] Silva, L.G.W.; Pereira, R. A. F.; Mantovani, J. R. S., 2004, “Allocation of Protective Devices in Distribution Circuits using Nonlinear Programming Models and Genetic Algorithms”. *Electric Power Systems Research*, Vol. 69, No. 1, pp 77 –84.
- [4] Soudi, F.; Tomsovic, K., 1999, "Optimal Distribution Protection Design: Quality of Solution and Computational Analysis". *International Journal on Electric Power and Energy Systems*, Vol. 21, pp.327-335.
- [5] Teng, J-H.; Liu, Y-H, 2003, “A Novel ACS-Based Optimum Switch Relocation Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, pp 113 –120.
- [6] Baran, M.E.; Wu, F.F., 1989, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load

Balancing “, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4 No 2, pp 1401 –1407.

- [7] Battiti R., “The Reactive Tabu Search”, *ORSA J. Computing*, vol. 6, no.2, Page(s): 126-140, 1994.
- [8] Chowdhury, A.A.; Koval, D.O. “Value-Based Distribution System Reliability Planning”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume: 34 Issue: 1, Jan/Feb. 1998 Page(s): 23 –29.

VIII. BIOGRAFIA

Luis Gustavo Wesz da Silva Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade para o Desenvolvimento do Estado e da Região do Pantanal - UNIDERP (1999), Mestre e Doutor pela UNESP/Ilha Solteira (2002, 2005). Atualmente é Bolsista de Fixação de Recursos Humanos do CNPq na Universidade Federal de Goiás – UFG. Suas áreas de pesquisa são: Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Algoritmos Heurísticos, Qualidade e Confiabilidade do Fornecimento de Energia Elétrica e Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

Rodrigo Aparecido Fernandes Pereira Graduado em Engenharia Elétrica (2000), Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (2003, 2007) pela UNESP/Ilha Solteira - SP. Atualmente está desenvolvendo projeto de pesquisa em nível de pós-doutorado junto ao Grupo de Pesquisa em Planejamento de Sistemas Elétricos da UNESP/Ilha Solteira - SP. Suas áreas de pesquisa são confiabilidade de sistemas de potência, controle e otimização, principalmente localização de faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica.

Antônio César Baleiro Alves Graduado em Engenharia Elétrica pela UFG (1983), Mestre pela UFU (1991) e Doutor pela UNICAMP. Atualmente é Professor Associado I na EEEC/UFG e é Professor Adjunto I na Universidade Católica de Goiás, lotado no Departamento de Computação. Suas áreas de interesse são sistemas de energia elétrica, matemática computacional e aplicações de processamento de alto desempenho.

José Roberto Sanches Mantovani Engenheiro Eletricista formado pela UNESP de Ilha Solteira (1981), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas (1987 1995). Atualmente é professor adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica – UNESP Ilha Solteira. Tem interesse e desenvolve pesquisas nas áreas de Planejamento e Controle de Sistemas de Energia Elétrica.