

RESTAURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE OPERAÇÕES PLANEJADAS DE CHAVEAMENTO

JONATAS B. LEITE, RENZO A. V. PERALTA, JOSÉ R. S. MANTOVANI

*Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica,
Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"
Caixa Postal 061, 15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil*

*E-mails: jonatasboasleite@gmail.com, rvargaspe@gmail.com,
mant@dee.feis.unesp.br*

Abstract— In the restoration procedure of the power energy supply, the achievement of the distribution feeder loading is typically performed using the load forecast with historical dataset. The increasing requirement for operation efficiency has encouraged the modernization of the power distribution system by implementing new technologies of control and automation and data conditioning and processing. In this way, it is proposed the use of data from a distribution state estimation for achieving the feeder loading that is employed into a metaheuristic algorithm of switching planning to restore the interrupted service. The numerical analysis under a real world substation is performed in three stages taking into account, firstly, the loading cut to different load forecast, after that, the calculation of the non-supplied energy is used in a comparison with the conventional method and, finally, the benefits of the automatic switching operation are proved.

Keywords— Distribution system, power service restoration, state estimation, switching planning

Resumo— No processo de restauração do serviço de fornecimento de energia, a determinação do carregamento dos alimentadores de distribuição normalmente é realizada usando a previsão de carga através de dados históricos. A exigência por maior eficiência nas operações incentiva a modernização dos sistemas de distribuição através do uso de novas tecnologias de controle e automação e processamento e tratamento de dados. Desse modo, neste trabalho propõe-se utilizar os dados obtidos por um estimador de estado adaptado para redes de distribuição na determinação do carregamento elétrico que é empregado como dado de entrada em um algoritmo meta-heurístico para o planejamento do chaveamento de restauração do serviço interrompido. Na análise numérica empregam-se dados reais de uma subestação, sendo esta realizada em três etapas, considerando primeiramente o corte de carga para diferentes previsões do carregamento, depois, o cálculo da energia não suprida é usada como base de comparação e, finalmente, os benefícios do chaveamento automático para restaurar a rede são apresentados.

Palavras-chave— Sistema de distribuição, restauração do serviço, estimação de estados, planejamento do chaveamento.

1 Introdução

A principal atribuição do operador do sistema de energia elétrica é manter o estado normal e seguro de operação das redes elétricas independentemente das variações das condições operacionais físicas da rede, tais como faltas permanentes causadas por intempéries, variações súbitas de carregamentos e topológicas (Borlase, 2013). Após um evento de contingência, o estado da rede pode progredir para o estado de alerta, onde as violações dos limites de operação não podem ser corrigidas sem perdas de cargas. Desta forma, conforme a falta persiste, o estado operacional passa para o estado restaurativo onde não existem limites de operação violados, mas existem perdas de cargas e ações de manutenção corretivas são necessárias para trazer novamente a rede elétrica ao estado de operação normal.

Na incidência de uma falta permanente na rede de distribuição, a falha no fornecimento de energia é detectada, seja através de reclamações dos consumidores ou por sensores instalados no sistema, e a localização deste evento é realizada através do localizador de faltas com base em informações dos consumidores e inspeções de campo realizadas pela equipes de manutenção. Em seguida, as funções de gerenciamento de falta, tais como diagnóstico da falta e planejamento das operações de chaveamentos são realizadas na isolamento da falta e restauração do servi-

ço de fornecimento de energia elétrica. A função do planejamento de chaveamento é realizada para minimizar os efeitos da interrupção do serviço de fornecimento sendo formulada com dois objetivos principais: (i) minimização da energia não suprida, i.e. o número de consumidores sem fornecimento deve ser o menor possível; e, (ii) minimização do número de chaveamentos, ou seja, o plano de restauração deve ser executado rapidamente.

Um plano de restauração é considerado satisfatório quando os limites adequados de operação são preservados durante a implementação das ações de chaveamentos. Desta forma, os dados de entrada, para o problema de planejamento das ações de chaveamentos necessárias para colocar o sistema no estado restaurativo da rede, devem ser bastante próximos à realidade. Um dado de entrada importante é o valor do carregamento da rede elétrica no intervalo da falta, pois a consideração de baixos valores de carga pode gerar violações nos limites de operação, enquanto a suposição de altos valores de carga pode limitar a quantidade de usuários reconectados aumentando a energia não suprida.

Na literatura, previsões de carga baseada nas curvas de cargas históricas junto com estimativas da duração da falta são utilizadas como dados de entrada no planejamento de chaveamentos para restauração de redes. Em (Devi, Sen-Gupta & Sargunraj, 1990) é ressaltada a importância de considerar o carregamento durante e fora da condição de pico de

carga. Em (Devi, Sem-Gupta & Sargunraj, 1991) são considerados os picos em horários da manhã, noite e fora de pico. Em (Kim, Ko & Jung, 1992) perfis de carga similares de dias recentes é considerada para os alimentadores da rede. Em (Kuo & Hsu, 1993) uma metodologia baseada na teoria de conjuntos *fuzzy* é usada na previsão de carga para suportar o planejamento do chaveamento em sistemas de distribuição. Em (Massignan et al., 2017), uma previsão de carga em dois passos é proposta, utilizando dados históricos da rede distribuição junto com medições em tempo real para ajuste no carregamento previsto.

A busca por dados de entrada mais precisos é consequência da exigência por eficiência operacional que resulta do aumento em demanda por eletricidade e da descoberta de novas tecnologias. Neste contexto, o conceito das redes elétricas inteligentes surge como uma solução viável devido sua alta capacidade de monitoramento e controle (Glover, Sarma & Overbye, 2010). Na arquitetura integrada das redes elétricas inteligentes há o sistema avançado de gerenciamento da distribuição (ADMS) com suporte para eventos complexos e dinâmicos e coordenação de unidades de produção convencionais e não convencionais, tais como fontes de energia renováveis e distribuídas (Leite & Mantovani, 2017a). A completa operação do ADMS é essencialmente obtida usando a estimação de estados que permite um preciso e eficiente monitoramento dos fluxos nas linhas e magnitudes de tensão das barras para identificar o estado atual de operação através do processamento dos dados de medição (Monticelli, 1999).

Neste trabalho propõe-se utilizar os dados obtidos por um estimador de estado adaptado para redes de distribuição (Leite & Mantovani, 2016) para obter os valores do carregamento que são empregados como dados de entrada em um algoritmo meta-heurístico de planejamento do chaveamento para restauração (Vargas et al., 2015). No processo de restauração, considera-se a possibilidade de chaveamento de equipamentos para controle Volt/VAr, como reguladores de tensão e banco de capacitores chaveados existentes no sistema de distribuição junto a presença de geração distribuída.

Este trabalho está organizado da seguinte forma. A metodologia proposta para planejar as ações de chaveamentos para a restauração da rede é apresentada na seção 2. As seções subsequentes, 3 e 4, descrevem respectivamente os algoritmos de estimação de estados e a obtenção da sequência de chaveamentos. Uma análise numérica usando alimentadores de distribuição reais é realizada na seção 5 que é seguida pelas conclusões na seção 6.

2 Metodologia Proposta

O uso da geração distribuída traz benefícios às redes de distribuição, porém seu uso conjunto com banco de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs) pode aumentar as magnitudes de tensão, excedendo os limites adequados para qualidade de ener-

gia, e forçar a perda de radialidade causando fluxo de potência reverso nos RTs e em seus dispositivos de controle. Desse modo, pesquisas recentes têm proposto a substituição do controle de *tap* automático, ou local, dos BCs e RTs por uma abordagem centralizada que permite uma mudança mais eficiente das posições de *tap* (Uluski, 2010).

Na Figura 1, as medições em tempo real, as condições de operação e sinais de alarme dos dispositivos nas redes elétricas são enviadas para o ADMS que também recebe informações topológicas e parâmetros elétricos do sistema de distribuição armazenadas no banco de dados. Após o processamento desses dados, obtém-se os planos de chaveamento e parâmetros de operação que são enviados para uma unidade concentradora de dados capaz de distribuir essas informações de controle aos dispositivos da rede elétrica.

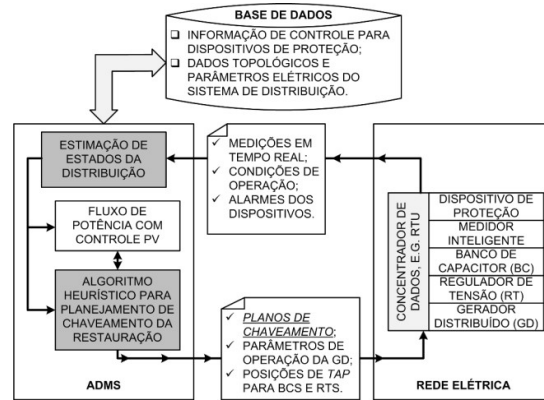


Figura 1. Diagrama do fluxo de informação na restauração.

Os planos de chaveamento para restauração das redes de distribuição podem ser realizados tanto de modo semi-automático (usando o supervisor ou operador coordena as equipes de campo na abertura/fechamento das chaves) quanto de modo automático (concentrador de dados envia um comando de controle às chaves automáticas). Em ambos os modos de operação o uso dos algoritmos para estimação de estados e para planejamento de chaveamento da restauração são fundamentais.

3 Estimação de Estados

O método de estimação de estados essencialmente estima um conjunto de estados desconhecidos usando um conjunto de medição. No sistema elétrico, o conjunto de estados da rede, Ω , é composto pela união das tensões nas barras, V , das correntes nos ramos, J , e das injeções de corrente, I . Alguns desses estados da rede são monitorados e formam o conjunto de medições, Ψ . Assim, os estados remanescentes que complementam Ψ em Ω correspondem ao conjunto de estados desconhecidos, X . Portanto, o algoritmo de estimação de estados obtém os valores de X usando os valores de Ψ e uma sequência de múltiplas regressões.

Uma forma particular da estimação de estados é através da disposição dos elementos de $\mathbf{X}$ em um grafo Hamiltoniano em que cada vértice assume um elemento χ_i . Então, um adequado caminho Hamiltoniano deve representar a sequência de cálculo dos estados desconhecidos (Leite & Mantovani, 2016). O problema do ciclo Hamiltoniano é formulado como um problema de programação linear inteira e sua solução é fundamental na estimação de estados para redes de distribuição. Na Figura 2, são apresentadas as principais rotinas do algoritmo em constante execução.

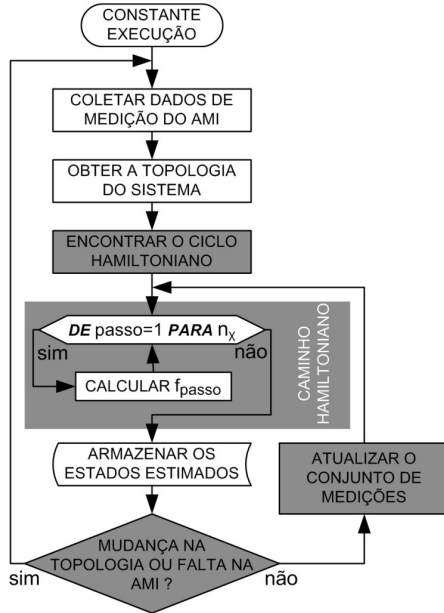


Figura 2. Fluxograma do algoritmo de estimação de estados.

A adição de uma aresta no ciclo Hamiltoniano corresponde à definição de um modelo de estimação, $f(\Psi_k(\chi_i))$, do estado desconhecido associado ao vértice visitado durante o processo de busca. Esse procedimento garante a existência do subconjunto $\Psi_k(\chi_i)$ contendo os estados necessários para calcular o valor de χ_i . A remoção da aresta de fechamento do ciclo produz o caminho Hamiltoniano que ordena a estimação dos n_x estados desconhecidos dados por $f_{passo} = f(\Psi_k(\chi_i))$ sempre que o conjunto de medições é atualizado. Quando a topologia da rede mudar ou quando ocorrer uma falha na infraestrutura avançada de medição (AMI), um novo caminho Hamiltoniano deve ser obtido para suportar a estimação de estados.

Ao término da varredura do caminho Hamiltoniano, o conjunto dos estados da rede é obtido com valores de tensão e injeção de corrente nas barras que são utilizados como dados de entrada para determinar o carregando da rede elétrica.

4 Obtenção da Sequência de Chaveamento

No planejamento da restauração da rede elétrica, uma técnica heurística baseada no algoritmo de busca

em largura, ou *breadth first-traversal search* (BFTS), é utilizada para determinar a ordem das ações de chaveamentos que levam o sistema ao estado restaurativo. O conjunto de chaves a serem manobradas é obtido através da solução de um problema de restauração que tipicamente é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto e não convexo do tipo NP completo. Devido ao elevado custo computacional exigido para resolver esse problema em redes elétricas de grande porte, a metaheurística Busca Tabu com vizinhança variável reativa é utilizada.

4.1 Formulação do Problema

A função objetivo do problema é dada pela equação (1) que minimiza a quantidade de energia não suprida e o número de chaveamentos necessários para restaurar a rede.

$$\min F = \alpha * L + \beta * SW \quad (1)$$

Em que:

- L : Número de consumidores sem fornecimento de energia;
- SW : Número de chaveamentos;
- α, β : Pesos ponderados dos termos da função objetivo, em que $\alpha + \beta = 1$.

As restrições para o problema de restauração são enumeradas a seguir:

- 1) As equações não lineares estáticas de fluxo de potência para redes radiais e fracamente malhadas com GD;
- 2) Cada RT possui um número predefinido de posições de *taps* para controlar a tensão em degraus, Δtap_a . A relação de regulação é dada por (2);

$$RR_a = 1 - tap_a * \Delta tap_a, \quad tap_{min,a} \leq tap_a \leq tap_{max,a} \quad (2)$$

- 3) Os BCs chaveados são compostos por um número máximo de degraus, $nsw_{max,b}$, e cada um deles controla uma capacidade individual, ΔC_b . A injeção de potência reativa em cada condição de operação, C_b^{SW} , é dada por (3);

$$C_b^{SW} = nsw_b * \Delta C_b, \quad nsw_b \in \{0, 1, \dots, nsw_{max,b}\} \quad (3)$$

- 4) A rede de distribuição é codificada através da representação nó profundidade (Delbem et al., 2004) que garante a radialidade da rede quando seus operadores são aplicados para explorar o espaço de busca no algoritmo de restauração;
- 5) Restrições dos limites de geração de potências ativa e reativa, (4) e (6), fator de potência dos GDs, (5), magnitude de tensão nas barras, fluxo de corrente nos ramos da rede e fluxo de potên-

cia através do transformador da subestação, (7), (8) e (9), respectivamente.

$$0 \leq Pg_i \leq Pg_{i,\max} \quad (4)$$

$$-\varphi_{i,\min} \leq \varphi_i \leq \varphi_{i,\max} \quad (5)$$

$$-Pg_i * \tan(\varphi_{i,\max}) \leq Qg_i \leq Pg_i * \tan(\varphi_{i,\min}) \quad (6)$$

$$V_{k,\min} \leq V_k \leq V_{k,\max} \quad (7)$$

$$|J_{km}| \leq J_{km,\max} \quad (8)$$

$$|S_j^n| \leq S_{j,\max}^n \quad (9)$$

Em que:

- Pg_i : potência ativa gerada pelo i -ésimo GD;
- $Pg_{i,\max}$: capacidade máxima de geração do i -ésimo GD;
- Qg_i : potência reativa gerada pelo i -ésimo GD;
- φ_i : ângulo do fator de potência do i -ésimo GD;
- $\varphi_{i,\min}, \varphi_{i,\max}$: ângulo do fator de potência mínimo e máximo, respectivamente, do i -ésimo DG;
- V_k : magnitude de tensão na barra k ;
- $V_{k,\min}, V_{k,\max}$: magnitudes de tensão máxima e mínima na barra k ;
- $|J_{km}|$: magnitude de corrente entre os nós k e m ;
- $J_{km,\max}$: capacidade máxima de corrente através do condutor entre os nós k e m ;
- $|S_j^n|$: magnitude da potência aparente através do transformador j na subestação n ;
- $S_{j,\max}^n$: capacidade máxima de potência aparente através do transformador j na subestação n .

4.2 Técnica de Solução

Um algoritmo modificado da Busca Tabu (BT) clássica, (Glover, 1989) e (Glover, 1990), a Busca Tabu de vizinhança variável reativa (BTVVR) (Vargas et al., 2015), foi utilizado na determinação das diferentes topologias de rede após a localização da falta permanente, i.e., definição das condições de operação das chaves de manobras que levam a rede ao estado restaurativo.

A BTVVR, da mesma forma que a BT clássica, começa em uma topologia inicial. Para o problema de restauração, a topologia inicial é gerada conectando as seções desenergizadas às seções energizadas mais próximas sem considerar as restrições do modelo matemático. A solução inicial é selecionada como solução corrente e, a partir dela, geram-se outras soluções usando um grupo de estruturas de vizinhança. A melhor dessas soluções é selecionada como a nova solução corrente. Esse é um processo iterativo que continua explorando o espaço de busca até um

número máximo de iterações. Tipicamente, uma lista tabu (LT) armazena os atributos de um número predefinido de soluções visitadas anteriormente evitando, assim, a ciclagem que permite a exploração contínua de novas áreas do espaço de busca do problema consideradas atrativas.

A diferença entre a BT clássica e a BTVVR está na utilização de dois grupos de estruturas de vizinhanças. O primeiro grupo possui apenas as estratégias de reconfiguração da topologia, enquanto o segundo grupo possui uma estratégia adicional para corte de carga. A mudança do primeiro para o segundo grupo de estruturas de vizinhança depende da ativação do critério tabu, i.e., quando os atributos de uma solução já visitada na LT são escolhidos novamente para gerar uma nova solução corrente.

Após a solução do problema matemático, uma heurística obtém a sequência de chaveamentos determinando a ordem das ações de operação segundo os estados das chaves em três instantes diferentes do algoritmo BTVVR. O primeiro instante refere-se à topologia pós-falta (PF) e contém os estados das chaves após isolar a região com falta. O segundo instante de análise contém os estados das chaves na topologia inicial (I). Finalmente a topologia final (F) contém os estados das chaves quando finalizado o algoritmo BTVVR e constitui o terceiro e último instante em análise. Como as chaves operam no modo fechada (1) ou aberta (0), as possíveis condições de operação nas topologias PF/I/F para cada uma das chaves candidatas são classificadas em 8 tipos de combinações: tipo 1 (0/0/0); tipo 2 (0/0/1); tipo 3 (0/1/0); tipo 4 (0/1/1); tipo 5 (1/0/0); tipo 6 (1/0/1); tipo 7 (1/1/0) e tipo 8 (1/1/1).

As chaves com combinação do tipo 1 e 8 não fornecem informações úteis à obtenção da sequência de chaveamentos, pois elas não mudam seu modo de operação durante as diferentes topologias verificadas pelo algoritmo. As chaves com combinação do tipo 5 e 6 também são descartadas porque nenhuma chave deve ser aberta para formar a topologia inicial. Desta forma, é necessário verificar apenas as chaves com combinações do tipo 2, 3, 4 e 7 durante a obtenção da sequência de chaveamento.

As chaves com combinação do tipo 4 são fechadas na formação da topologia inicial e se mantêm nesse modo na topologia final, portanto são chaves com informações relevantes para obter a sequência de chaveamentos da rede. As chaves do tipo 2, juntamente com as chaves do tipo 3 e 7, são avaliadas aos pares (2 – 3 e 2 – 7) através de um algoritmo BFTS, uma vez que o modo de operação dessas chaves na topologia inicial é contrário ao modo presente na topologia final. O BFTS é um algoritmo de busca em grafos que permite percorrer uma estrutura de tipo árvore, explorando e armazenando os vértices vizinhos a um nó em análise, começando em um vértice raiz predefinido. O BFTS é utilizado para avaliar os pares de chaves candidatas a compor a sequência de chaveamentos. Após as execuções do algoritmo BFTS, antes e depois da mudança do modo de operação, a condição necessária para esse par de

chaves compor a sequência de chaveamentos é a geração de duas árvores diferentes construídas usando os mesmos elementos visitados, porém com conjunto diferente de chaves abertas e fechadas.

5 Análise Numérica

O processo de análise da metodologia proposta de planejamento da restauração envolve a utilização de uma plataforma de simulação com as funções do ADMS e simulação da rede elétrica, (Leite & Mantovani, 2015a) e (Leite & Mantovani, 2015b). Além do estimador de estados, no supervisor do ADMS foi adicionado o algoritmo meta-heurístico de obtenção da sequência de chaveando, enquanto uma lógica recursiva foi inserida no simulador para suportar a variação de topologia devido às ações de chaveamento. Os dados para análise são reais, correspondentes a uma subestação com sete alimentadores. Na Figura 3, apresenta-se um detalhe da seção aonde são simuladas as faltas permanentes.

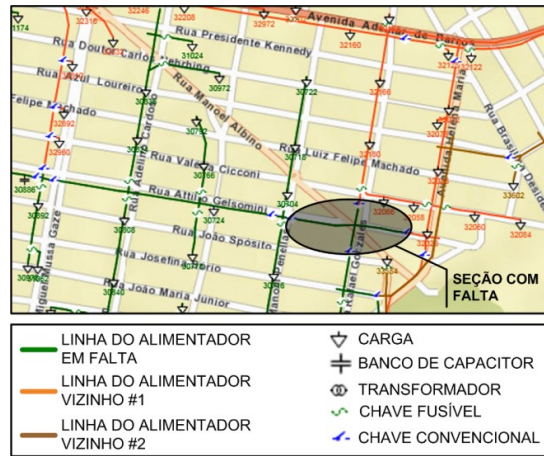


Figura 3. Detalhe mostrando a topologia dos alimentadores analisados.

É importante verificar que a seção com falta não possui cargas elétricas. Além disso, os parâmetros de ajuste da BTVVR, como apresentados na Tabela 1, possuem igual importância na busca da condição de operação das chaves para restaurar o alimentador de distribuição em falta.

Tabela 1. Parâmetros da BTVVR.

Parâmetro	Valor
Número máximo de iterações	200
Número máximo de iterações sem melhorar a solução incumbente	15
α	0,8
β	0,2
Dimensão da lista tabu	4
Critério de aspiração	Melhorar a solução incumbente

A análise numérica é realizada em três etapas: primeiro, o corte de carga é calculado para diferentes

previsões do carregando; depois, compara-se a metodologia proposta através da energia não suprida; e, finalmente, seus benefícios são avaliados através dos chaveamentos automáticos.

5.1 Corte de Carga

O intervalo de interrupção compreendido entre a atuação do dispositivo de seccionamento imediatamente após a ocorrência da falta e a restauração do alimentador foi obtido através das apurações realizadas pela agência nacional de energia elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2018). O somatório dos tempos médios de preparação (TMP), deslocamento (TMD) e execução (TME) compõem o intervalo de interrupção. Na Figura 4 apresenta-se um diagrama de frequência dos tempos de atendimento da empresa distribuidora na subestação sob análise.

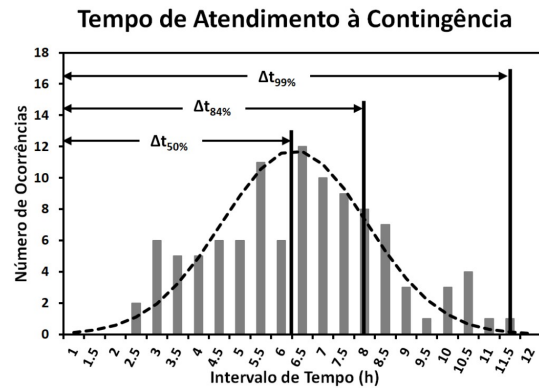


Figura 4. Distribuição do número de ocorrência dos intervalos de interrupção.

A distribuição das frequências dos tempos de atendimento assemelha-se a uma função de densidade de probabilidade do tipo normal com média de $\mu_{\Delta} = 6,3h$ e desvio médio de $\sigma_{\Delta} = 1,7h$. Assim, na determinação do corte de carga necessário para restauração do alimentador em falta foram inicialmente definidos três intervalos de interrupção: o primeiro com capacidade de cobrir 50% das ocorrências, $\Delta t_{50} = \mu_{\Delta}$; o segundo equivalente à 84,2% das ocorrências, $\Delta t_{84} = \mu_{\Delta} + \sigma_{\Delta}$; e o terceiro com cobertura de 99,99%, $\Delta t_{99} = \mu_{\Delta} + 3 * \sigma_{\Delta}$.

A previsão do carregamento dos alimentadores emprega os perfis horários por demanda de potência elétrica medidos na subestação. Na Figura 5, as demandas horárias médias são apresentadas juntamente com uma previsão de demanda máxima que é utilizada na determinação do carregamento dos alimentadores no horário de ocorrência da falta.

As definições do intervalo de interrupção, Δt , e da demanda máxima, $d_{\max}(t)$, permitem prever o carregamento de carga na hora da ocorrência da falta, $d_{\max}(t_f)$, conforme a equação (10).

$$d_{\max}(t_f) = \max\{d_{\max}(t) | t_f \leq t \leq t_f + \Delta t\} \quad (10)$$

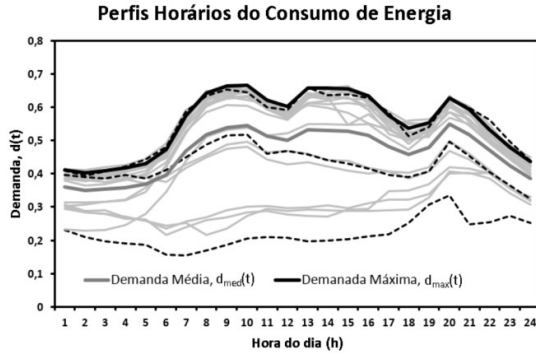


Figura 5. Medição dos perfis horários de consumo de eletricidade e previsão da máxima demanda.

O uso da máxima demanda prevista ao longo do intervalo de interrupção garante a operação da rede elétrica sob os índices de qualidade de energia. Portanto, a determinação do fator de potência na hora de ocorrência da falta deve empregar o mínimo valor previsto ao longo do intervalo de interrupção. O gráfico na Figura 6 revela a influência do intervalo de interrupção mostrando os valores do corte de cargas decorrentes de uma falta permanente para cada hora do dia.

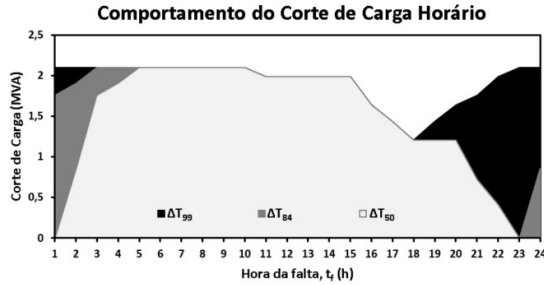


Figura 6. Gráfico de áreas para os cortes de carga.

Entre as 5 h e 18 h, o valor do corte de cargas é igual para os três intervalos de interrupção avaliados. Nas outras horas, o corte de carga é sempre maior para o intervalo de interrupção $\Delta t_{99} = 11,5 h$. Conforme o intervalo de interrupção é reduzido, de Δt_{99} para Δt_{50} , o corte de carga também diminui sendo anulado nas 23 h e 24 h. Esse comportamento evidencia a dependência da previsão de carregamento com o horário da falta encorajando a redução do intervalo de interrupção utilizado no planejamento do chaveamento da restauração.

5.2 Energia Não Suprida

Um extremo da redução do intervalo de interrupção resulta da utilização da estimativa de estados para determinar o carregamento da rede elétrica com o planejamento hora-a-hora das ações de chaveamentos, conforme a metodologia proposta. Sua comparação com o método de previsão de carga é realizada usando o cálculo da energia não suprida para uma interrupção com duração de seis horas, ou seja, $TMP = 3 h$, $TMD = 1 h$ e $TME = 2 h$. A previsão do

carregamento utiliza o corte de carga para Δt_{50} e a potência instalada no alimentador em falta é de 5,5MVA. Assim, a energia não suprida, $E(t_f)$, é calculada usando a equação (11).

$$E(t_f) = P_{inst} \sum_{t=t_f}^{t_f+TMP+TMD-1} d(t) + P_{corte}(t_f) \sum_{t=t_f+TMP+TMD}^{t_f+\Delta t} d(t) \quad (11)$$

O valor de $d(t)$ corresponde à demanda de um perfil horário de consumo de energia. Como base de comparação, a energia não suprida é calculada usando três diferentes perfis de consumo: alto; médio; e baixo, que são representados na Figura 5 com linhas tracejadas. A Figura 7 apresenta o gráfico de comparação entre o uso da estimativa de estados e a previsão do carregamento.

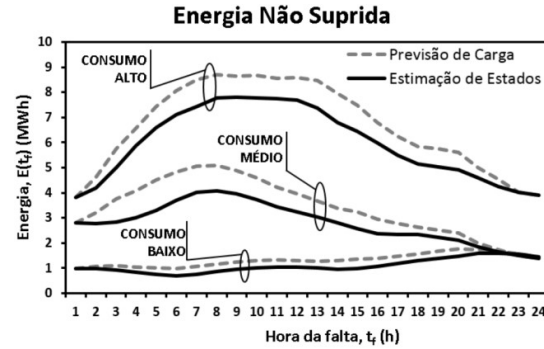


Figura 7. Comparação da energia não suprida para os métodos de previsão de carga e estimativa de estados.

Nos três casos analisados de perfis de consumo, a energia não suprida é sempre menor para o carregamento do alimentador determinado usando a estimativa de estado. Nos dias de baixo consumo de eletricidade a redução no valor da energia não suprida é graficamente menos evidente quando comparada com os dias de médio e alto consumo. A máxima redução do valor de $E(t_f)$ é igual 1,22 MWh verificado para o dia de médio consumo energético com a falta ocorrendo às 4 h. Na Figura 8, os detalhes do diagrama topológico dos alimentadores sob análise permitem observar os planos de chaveamento para o horário de falta com a máxima redução do valor de $E(t_f)$.

A Figura 8 (a) é obtida considerando a previsão de carga onde o plano de chaveamento define a abertura das chaves #30630 e #30662 para isolamento da seção em falta, a abertura das chaves #30754, #30858, #31050 e #31212 para corte de carga, e a abertura da chave #32464 seguida de fechamento das chaves #30928 e #32982 para restauração do serviço em seções desenergizadas. Por outro lado, os planos de chaveamento usando a estimativa são obtidos hora-a-hora.

Na Figura 8 (b) apresentam-se as ações de chaveamento para quinta hora após a ocorrência da falta. Na hora da falta, são somente necessárias as abertu-

ras das chaves para isolamento e fechamento da chave #30928 para restaurar o serviço de fornecimento de energia sem corte de carga. Como o consumo de energia aumenta, o plano de chaveamento da quinta hora define um pequeno corte de carga que é realizado abrindo as chaves #31268 e #31326 e fechando a chave #33166. Esse procedimento, além da redução do valor de $E(t_f)$, também exige um menor número de ações de chaveamentos.



(a)



(b)

Figura 8. Comparação dos planos de chaveamento: (a) com previsão de carga; e (b) com estimativa de estados.

Em uma análise quantitativa onde a comparação é realizada usando valores percentuais e se o método com previsão de carga for assumido como caso base, a média da redução percentual é igual a 17,45% para baixo consumo, a 15,32% para médio e a 9,83% para alto.

A redução percentual é máxima para os dias de baixo consumo de eletricidade, pois o corte de carga previsto nesses dias é superestimado. Além disso, é importante verificar a anulação do valor reduzido às 1 h, 23 h e 24 h quando a previsão do corte de carga também é nula. Isso destaca a influência dos tempos de preparação e deslocamento no cálculo da energia não suprida.

5.3 Chaveamento Automático

Uma análise mais precisa da influência dos tempos de preparação e deslocamento é obtida reduzindo uma hora no tempo médio de deslocamento para um intervalo de interrupção de $\Delta t = 6 h$. Na Figura 9

apresenta-se um gráfico com os valores da energia não suprida calculados usando a estimativa de estados para determinar o carregamento das redes de distribuição.

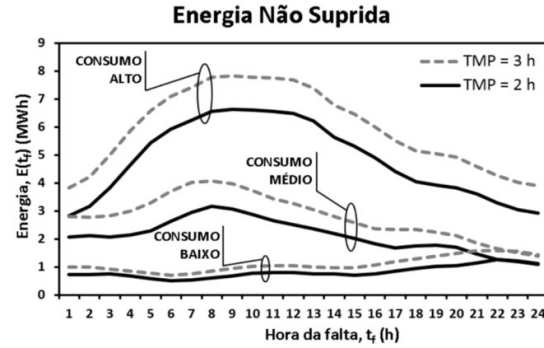


Figura 9. Comparação da energia não suprida para redução de uma hora no tempo médio de preparação.

Como esperado, a redução no TMP de 3 h para 2 h também reduz o valor da energia não suprida para os consumos baixo, médio e alto de eletricidade. Assumindo os valores obtidos com $TMP = 3 h$ como caso base, a média da redução percentual torna-se igual a 25,56% para baixo consumo, a 23,83% para médio e a 19,53% para alto.

Os casos analisados até o momento são obtidos para a operação semi-automática com as ações de chaveamentos sendo executadas pelas equipes de campo de forma manual. Assim, um extremo da redução dos tempos de preparação e deslocamento é a operação automática com os chaveamentos sendo realizados minutos após a ocorrência da falta, como descrito por (Leite & Mantovani, 2012) e (Leite & Mantovani, 2017b). Na Figura 10, apresenta-se uma comparação da energia não suprida para os chaveamentos manual e automático em um dia de alto consumo energético.

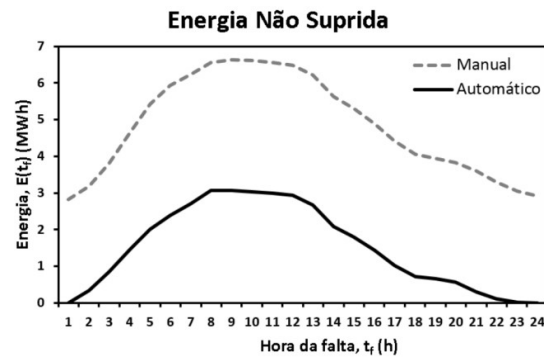


Figura 10. Comportamento da energia não suprida para operação com chaves automáticas.

Os dias de baixo e médio consumo de eletricidade não são apresentados no gráfico, pois a redução percentual obtida é praticamente igual a 100%. Para o dia de alto consumo a média da redução percentual é igual a 73,25%. Os resultados com 100% de redução indicam a anulação da energia não suprida e esse comportamento é factível nos casos analisados porque a seção com falta não possui cargas elétricas.

6 Conclusão

A análise numérica do melhoramento do serviço de restauração revela os benefícios da operação de chaveamento automático usando planejamento hora-a-hora com o carregamento determinado pela estimação de estados. Uma vez que os métodos para prever o carregamento podem ser superestimados, a metodologia proposta demonstra-se mais eficaz com a possibilidade de redução da energia não suprida, ou até mesmo sua anulação em casos específicos.

Os maiores beneficiados com a metodologia proposta são os consumidores de eletricidade que devem ter seus custos de interrupção reduzidos imensamente devido à redução do tempo sem fornecimento de energia. Em uma análise futura, a verificação das diferentes topologias de rede durante o chaveamento horário é necessária para determinar sua influência no custo de operação da rede.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo) através dos processos nº 2014/22377-1 e nº 2015/21972-6, CAPES pelo financiamento da bolsa de doutorado e CNPq no processo 305318/2016-0.

Referências Bibliográficas

- Borlase, S. (2013). Smart Grid Technologies. Smart Grids: Infrastructure, Technology and Solutions. Vol. 1, 1 ed., CRC Press. EUA. pp. 67-494.
- Devi, S., Sen-Gupta, D.P. & Sargunraj, S. (1990). A search technique for restoring power supply in complex distribution systems, Power Systems for the Year 2000 and Beyond. Proc. 6th Nat. Power Systems Conf. Bombay, India. Tata McGraw-Hill, New Delhi, pp. 122-125.
- Devi S., Sen-Gupta, D.P. & Sargunraj, S. (1991). Optimal restoration of supply following a fault on large distribution systems. Int. Conf. Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM), Hong Kong, Conf. Publ. No. 348, IEE, Hong Kong, Vol. 2, pp. 508-513.
- Kim, H., Ko, Y. & Jung, K. H. (1992). Algorithm of transferring the load of the faulted substation transformer using the best-first search method. IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 7, No. 3, pp. 1434-1442.
- Kuo, H.C. & Hsu, Y.Y. (1993). Distribution system load estimation and service restoration using a fuzzy set approach. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 8. No. 4. pp. 1950-1957.
- Massignan, J. A. D. et al. (2017). In-Field Validation of a Real Time Monitoring Tool for Distribution Feeders. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PP, No. 99, pp. 1-1.
- Glover, J. D., Sarma, M. S. & Overbye, T. J. (2010). Power Distribution. Power System Analysis and Design. Vol. 1, 5a ed., CT Cengage Learning. EUA. pp. 757-769.
- Leite, J. B. & Mantovani, J. R. S., (2017). Especificação da Arquitetura do Sistema Avançado de Gerenciamento da Distribuição através do Modelo de Referência para Smart Grid. Revista Unifev: Ciência e Tecnologia, Vol. 3, No. 1, pp. 1-19.
- Monticelli, A., (1999). State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach. Vol. 1, ed. ilustrada, Springer. Berlin.
- Leite, J. B. & Mantovani, J. R. S., (2016), Distribution system state estimation using the Hamiltonian cycle theory. IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 7, No. 1, pp. 366-375.
- Glover, (1989), Tabu Search - part I. ORSA Journal on Computing, Vol. 1, No. 1, pp. 190-206.
- Glover, (1990), Tabu Search - part II. ORSA Journal on Computing, Vol. 2, No. 1, pp. 4-32.
- Vargas, R. et al., (2015). Automatic restoration of active distribution networks based on tabu search specialized algorithm. Proc. 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), Montevideo, Uruguay, pp. 411-416.
- Uluski, R. W., (2010). Vvc in the Smart Grid era. Proceeding of IEEE PES General Meeting (PES GM), Providence, RI, EUA, pp. 1-7.
- Delbem, A.C.B. et al. (2004). Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design. Proceeding of Genetic and Evolutionary Computation Conference, pp. 678-687.
- Leite, J. B. & Mantovani, J. R. S., (2015a), Development of a Smart Grid Simulation Environment, Part I: Project of the Electrical Devices Simulator. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, Vol. 26, No. 1, pp. 80-95.
- Leite, J. B. & Mantovani, J. R. S., (2015b), Development of a Smart Grid Simulation Environment, Part II: Implementation of the Advanced Distribution Management System. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, Vol. 26, No. 1, pp. 96-104.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, (2018). Tempo de Atendimento às Ocorrências Emergenciais. Disponível em (<http://www.aneel.gov.br/tempo-de-atendimento-as-ocorrencias>). Acessado em 30/03/2018.
- Leite, J. B. & Mantovani, J. R. S., (2012). Análise da Alocação de Chaves Inteligentes para Controle das Modernas Redes de Distribuição. XIX Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2012), Campina Grande - PB, Vol. CD, pp. 1-6.
- Leite, J. B. & Mantovani, J. R. S., (2017b), Development of a Self-Healing Strategy with Multiagent Systems for Distribution Networks. IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 8, No. 5, pp. 2198-2206.