

Modelagem Matemática para Restauração Ótima em Sistemas Elétricos de Distribuição Radiais com Cenários de Falhas Múltiplas

Eliane S. de Souza

Rubén Romero

Departamento de Engenharia Elétrica

UNESP – Universidade Estadual Paulista

Ilha Solteira, Brasil

elianesouza.col@gmail.com, ruben@dee.feis.unesp.br

Resumo – Neste trabalho, o problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica é resolvido em contextos de falhas múltiplas. Um modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) é utilizado para otimização do problema em um sistema radial de 53 barras e 61 ramos. Em um trabalho anterior, este modelo matemático foi submetido a outros testes especializados, dentre eles testes que consideram cargas prioritárias para restabelecimento e testes que diferenciam a prioridade de operação de chaves controladas remotamente sobre chaves controladas localmente. Dependendo do critério adotado pode haver redução de variáveis de decisão do problema e, assim, a resolução do modelo matemático tende a se tornar menos onerosa. Considerar a ocorrência de múltiplas falhas não exige nenhuma modificação na formulação matemática do modelo originalmente proposto e isto evidencia a sua ampla funcionalidade em diversas condições, mostrando-se muito eficiente, inclusive quanto ao tempo de resolução.

Palavras-chaves – Confiabilidade do sistema elétrico de distribuição, Modelagem matemática, Programação cônica de segunda ordem inteira mista, Reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição radiais, Restauração do fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição.

LISTA DE SÍMBOLOS

v Função objetivo de minimização.

Conjuntos:

Ω_b, Ω_s Conjunto de barras, excluindo as barras indicadas como locais de falta, e conjunto de barras de subestações: $\Omega_s \subset \Omega_b$.

$|\Omega_b|, |\Omega_s|$ Total de barras participantes do processo de resolução e total de barras de subestação.

Ω_a, Ω_f Conjunto de chaves normalmente abertas e conjunto de chaves normalmente fechadas não indisponibilizadas para o processo de resolução.

Ω_l Conjunto de ramos participantes do processo de resolução: $\Omega_l = \Omega_a \cup \Omega_f$.

Ω_h Conjunto de ramos fictícios: existe um ramo fictício inicialmente aberto ligando a S^f a cada barra de carga do sistema.

Parâmetros:

S^f Indica a barra da subestação fictícia: $S^f \in \Omega_s$.

P_{D_i}, Q_{D_i} Demandas de potência ativa e de potência reativa da barra i .

α_i Custo do corte de carga P_{D_i} e Q_{D_i} da barra i .

$\beta_{i,j}, \mu_{i,j}$ Custo de operação da chave $x_{i,j}$ inicialmente aberta e custo de operação da chave $x_{i,j}$ inicialmente fechada no correspondente ramo $i - j$.

$R_{i,j}, X_{i,j}, Z_{i,j}$ Resistência, reatância e impedância do ramo $i - j$.

$\underline{V}, \bar{V}$ Magnitudes mínima e máxima de tensão permitidas para o sistema elétrico.

$\bar{I}_{i,j}$ Fluxo máximo de corrente permitido no ramo $i - j$.

M Fluxo máximo de potência artificial permitido na parcela desconexa do sistema real.

$\bar{S}_{G_i}$ Capacidade máxima de geração de potência aparente da subestação real i .

Variáveis:

$x_{i,j}$ Variável binária: representa o estado operativo da chave no ramo $i - j$: $x_{i,j} = 1$ indica chave fechada e $x_{i,j} = 0$ indica chave aberta.

y_i Variável binária: representa a decisão quanto ao corte de carga na barra i ; responsável por desconectar do sistema real as barras de carga que não devem ser restauradas e/ou atendidas pelo conjunto de subestações reais e responsável por conectar as barras cortadas à subestação fictícia S^f . A barra i é cortada quando $y_i = 1$ e é energizada quando $y_i = 0$.

$P_{i,j}, Q_{i,j}$ Fluxo de potência ativa e fluxo de potência reativa no ramo $i - j$.

P_{G_i}, Q_{G_i} Geração de potência ativa e geração de potência reativa na barra i (a geração é nula nas barras de carga e na S^f , ou seja, só pode existir nas barras de subestação reais).

$H_{i,j}$	Fluxo de potência artificial no ramo $i - j$.
H_{G_i}	Geração de potência artificial na barra i (a geração é nula nas barras de carga e nas barras de subestação reais, ou seja, só pode existir na S^f).
$I_{i,j}^{sqr}$	Quadrado da magnitude de corrente no ramo $i - j$.
V_i^{sqr}	Quadrado da magnitude de tensão na barra i .
$b_{i,j}$	Variável auxiliar em função do estado operativo do ramo $i - j$, responsável por satisfazer a igualdade nas equações relacionadas à 2ª Lei de Kirchhoff quando o ramo está aberto (um ramo aberto não está sujeito à 2ª Lei de Kirchhoff).

I. INTRODUÇÃO

O problema de restauração do serviço de fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição radiais consiste no restabelecimento ótimo do sistema após a ocorrência de faltas permanentes na rede. Operando em configuração radial, diante de faltas, parcela do sistema à jusante do local de falta sofre desenergização. O restabelecimento se dá através da reconfiguração da rede pela existência de circuitos alternativos entre os alimentadores primários e de acordo com os objetivos propostos para a solução do problema, visando recuperar a confiabilidade do sistema quanto ao atendimento aos consumidores. A reconfiguração é realizada através de operações de chaveamento (as chaves operadas têm seu estado inicial de abertura ou fechamento alterado). Impor o cumprimento de restrições físicas e operacionais da rede elétrica é necessário para que a proposta de solução corresponda a uma operação segura e de qualidade. Trata-se de um problema de planejamento da operação que normalmente exige solução em tempo real. Por esta razão e porque o problema é combinatorial de difícil solução, muitos trabalhos estão propostos na literatura especializada como mecanismo de auxílio ao operador do centro de controle do sistema quanto à tomada de decisão na elaboração de planos de restauração, principalmente em casos de faltas mais críticas. É ideal que o sistema elétrico seja reconfigurado de modo a suprir, com segurança e qualidade, o máximo possível da energia demandada, preferencialmente alterando minimamente a topologia inicial da rede e com custos operacionais e de tempo mínimos. Assim, as metodologias de resolução precisam ser eficientes e rápidas.

O problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) foi tradicionalmente resolvido por técnicas heurísticas, cujo propósito é obter soluções viáveis de boa qualidade e com custo computacional relativamente baixo. Os primeiros trabalhos apresentados estão normalmente baseados nas próprias experiências dos operadores do sistema de distribuição [1]-[3], ou em outras estratégias heurísticas que permitem diminuir o espaço de busca do problema e especializar a busca por soluções intuitivamente melhores [4]-[5]. Redes neurais artificiais também foram empregadas na resolução do problema em sistemas de distribuição, mostrando-se eficientes na elaboração de planos de restauração de boa qualidade e em tempo real [6]-[7]. Sobretudo, as meta-heurísticas foram as técnicas heurísticas mais utilizadas, desde a década de 1990 até a atualidade, sendo apresentadas propostas de otimização que consideram a restauração tradicional, a restauração no contexto das *smart grids* e a restauração com geração distribuída [8]-[13].

Modelos matemáticos completos para resolução exata do problema de restauração por meio de técnicas de otimização clássica foram apresentados na literatura especializada a partir de 2014, em [14]-[16]. Nesses trabalhos, os modelos matemáticos apresentados receberam diferentes formulações, dentre elas estão modelos de programação linear inteira mista (PLIM) e de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM). Além disso, são apresentados modelos que consideram todas as restrições físicas e operacionais do SDEE e também modelos simplificados nos quais não são considerados alguns parâmetros e algumas restrições da rede elétrica. Todas as formulações matemáticas são explícitas e completas e os modelos matemáticos foram resolvidos de forma exata através de solucionadores adequados ao tipo de formulação de cada modelo.

É importante destacar que apenas recentemente uma representação da restrição de radialidade foi apresentada na literatura especializada [17], trazendo grande contribuição para o desenvolvimento de modelos matemáticos para otimização de sistemas elétricos de distribuição que operam em topologia radial. As relações algébricas apresentadas em [17] são simples e eficientes para garantir o cumprimento da restrição de radialidade e a conectividade do sistema.

Neste trabalho, o modelo de PCSOIM foi programado no AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) [18] e resolvido com o solucionador CPLEX versão 12.2.0.0. O computador utilizado possui sistema operacional de 64 bits, processador Intel(R) Core(TM) i5-3337U com 1,80 GHz e memória RAM de 6 GB.

II. MODELAGEM MATEMÁTICA E PROBLEMA FORMULADO

Nesta seção, o modelo matemático de PCSOIM originalmente proposto em [16] é apresentado e discutido. Neste trabalho, o modelo matemático é empregado para resolver o problema de restauração em casos em que houve a ocorrência simultânea de falta permanente em mais de uma localidade do SDEE, isto é, a ocorrência de faltas múltiplas. O modelo de PCSOIM é apresentado nas relações de (1) a (21). Todas as restrições fundamentais do sistema elétrico são consideradas nas formulações matemáticas, portanto, é um modelo AC completo e representa de forma adequada o funcionamento da rede: as duas Leis de Kirchhoff estão sendo aplicadas, as demandas de carga estão diferenciadas em termos de potências ativa e reativa, as impedâncias nas linhas estão sendo consideradas nas equações referentes às Leis de Kirchhoff e os limites físicos e operacionais impostos para o fornecimento seguro e de qualidade de energia elétrica estão também presentes (limites de fluxo de corrente nos ramos, de potência nos transformadores de subestação da distribuição e limites de fornecimento de tensão). O modelo original não sofre nenhuma alteração nas suas relações matemáticas, portanto, para a sua resolução, apenas os parâmetros de ponderação devem ser calibrados de acordo com os interesses definidos e os múltiplos elementos da rede indicados como locais de falta devem ser isolados.

A proposta de restabelecimento é minimizar o corte de carga e minimizar o número de operações de chaveamento necessárias para o restabelecimento dessas cargas. Estas duas propostas são consideradas não conflitantes, portanto, são formuladas na função objetivo com ponderação para a hierarquização desejada. O objetivo principal é minimizar o corte de carga, assim, a minimização do número de chaveamentos tem prioridade secundária. O modelo matemático realiza corte de carga quando há algum tipo

inconornável de sobrecarga no sistema, de acordo com as restrições físicas e operacionais impostas, ou seja, sempre que possível, o sistema é plenamente restabelecido (isolada a parcela não restaurável), alterando minimamente a topologia inicial da rede.

As faltas estão indicadas nas barras. Uma barra com defeito deve permanecer isolada enquanto o sistema elétrico estiver em estado restaurativo, por isso sua demanda de carga é não restaurável. Assim, não participam do processo de resolução as barras indicadas como locais de falta e os ramos utilizados para isolar a falta ficam indisponibilizados para a reconfiguração do sistema. Com isso, são subtraídas do processo de resolução todas as variáveis relacionadas a estes ramos e a estas barras. Portanto, quando o sistema é plenamente restabelecido, significa que a parcela restaurável foi completamente reconectada e que a parcela com defeito permaneceu isolada e sem atendimento. E quando há corte de carga, significa que a parcela restaurável não pôde ser completamente reconectada por violação de algum requisito operacional ou por ausência de chaves seccionadoras e que a parcela com defeito permaneceu isolada e não sujeita ao corte (o corte se refere às barras passíveis de restauração).

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in \Omega_a} \beta_{i,j} x_{i,j} + \sum_{(i,j) \in \Omega_f} \mu_{i,j} (1 - x_{i,j}) + \sum_{i \in \Omega_b} \alpha_i (P_{D_i} + Q_{D_i}) y_i \quad (1)$$

s. a.

$$\sum_{(k,l) \in \Omega_l} P_{k,l} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l} (P_{i,j} + R_{i,j} I_{i,j}^{sqr}) + P_{G_i} = P_{D_i} (1 - y_i); \quad \forall i \in \Omega_b \quad (2)$$

$$\sum_{(k,l) \in \Omega_l} Q_{k,l} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l} (Q_{i,j} + X_{i,j} I_{i,j}^{sqr}) + Q_{G_i} = Q_{D_i} (1 - y_i); \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3)$$

$$\sum_{(k,l) \in \Omega_l \cup \Omega_h} H_{k,l} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} H_{i,j} + H_{G_i} = y_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (4)$$

$$V_i^{sqr} - V_j^{sqr} = 2(P_{i,j} R_{i,j} + Q_{i,j} X_{i,j}) + Z_{i,j}^2 I_{i,j}^{sqr} + b_{i,j}; \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (5)$$

$$V_j^{sqr} I_{i,j}^{sqr} \geq P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (6)$$

$$(P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2) \leq S_{G_i}^2 \quad \forall i \in \Omega_s, i \neq S^f \quad (7)$$

$$0 \leq I_{i,j}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2 x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (8)$$

$$|H_{i,j}| \leq M x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h \quad (9)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_i^{sqr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b \quad (10)$$

$$|b_{i,j}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - x_{i,j}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (11)$$

$$H_{G_i} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b, i \neq S^f \quad (12)$$

$$P_{G_i} = 0 \quad i = S^f \in \Omega_b \quad (13)$$

$$Q_{G_i} = 0 \quad i = S^f \in \Omega_b \quad (14)$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{i,j} = |\Omega_b| - |\Omega_s| \quad (15)$$

$$|P_{i,j}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (16)$$

$$|Q_{i,j}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (17)$$

$$\sum_{(k,l) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{k,l} + \sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{i,j} \geq 1 \quad (18)$$

$$|y_i - y_j| \leq (1 - x_{i,j}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (19)$$

$$x_{i,j} \in \{0,1\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h \quad (20)$$

$$y_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (21)$$

A relação (1) corresponde à função objetivo. As duas primeiras parcelas correspondem à minimização do número de operações de chaveamento, respectivamente ponderadas pelos parâmetros $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$. A terceira parcela corresponde à minimização do corte de carga e é ponderada por α_i . Os parâmetros $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ podem ser calibrados para diferenciar a prioridade de operação entre as chaves do sistema, de acordo com os custos operacionais de cada chave, e o parâmetro α_i pode ser especialmente calibrado para determinar a prioridade individual de restabelecimento das barras de carga. No entanto, assumindo $\beta_{i,j} = \mu_{i,j} = 1$ para todos os ramos, ocorre apenas a contabilização trivial das chaves operadas e, assumindo α_i igual para todas as barras, a prioridade de restabelecimento fica apenas em termos da demanda de carga associada a cada barra (assim, barra com maior demanda de carga tem maior prioridade de restauração). Nos testes realizados, $\beta_{i,j} = \mu_{i,j} = 1$ para todos os ramos do sistema e $\alpha_i = 0.1$ para todas as barras (as demandas estão em centenas de kW e KVAR). Desta forma, esses parâmetros estão cumprindo apenas o propósito de hierarquizar os dois objetivos formulados como proposta de restabelecimento na função objetivo.

Quanto às restrições do modelo, as relações:

- (2), (3) e (4) impõem o cumprimento da 1ª Lei de Kirchhoff (Lei de Kirchhoff para Correntes), sendo que a restrição (4) faz o balanço de potência artificial na parcela desconexa do sistema real (as barras não restauradas são conectadas a uma subestação fictícia e são artificialmente atendidas por esta subestação);
- (5) e (6) impõem o cumprimento da 2ª Lei de Kirchhoff (Lei de Kirchhoff para Tensões), sendo que (5) tem como complemento a restrição (11) quando o respectivo ramo está aberto (inativo, com $x_{i,j} = 0$);
- (7), (8), (9) e (10) impõem o cumprimento de limites físicos e operacionais do sistema elétrico de distribuição, sendo que (7), (8) e (10) correspondem, respectivamente: à capacidade de carregamento de cada subestação, ao limite máximo de fluxo de corrente nos ramos ativos do sistema (nos ramos inoperantes, para os quais $x_{i,j} = 0$, o fluxo é nulo), e aos limites adequados de tensão em cada barra com fornecimento de energia (a parcela desconexa não está sujeita à 2ª Lei de Kirchhoff e nem aos limites adequados de fornecimento de tensão); e a restrição (9) impõe o limite de fluxo de potência artificial nos ramos na parcela não restaurada conectada à subestação fictícia;
- (11), (12), (13) e (14) são restrições complementares, destinadas a auxiliar o cumprimento de outras restrições: (11) auxilia no cumprimento da restrição (5) quando o ramo está aberto (um ramo aberto não está sujeito à 2ª Lei de Kirchhoff); e (12), (13) e (14), em conjunto, determinam que só existe geração de potência artificial na subestação fictícia (esta geração é inexistente nas subestações reais e nas barras de carga) e que na subestação fictícia não existe geração de potências ativa e reativa (esta geração só existe nas subestações reais);
- (15) impõe o total de circuitos fechados para operação radial do sistema na parcela restaurada e também na parcela não restaurada conectada à subestação fictícia; a restrição (15) permite a não alteração do estado das chaves reais fechadas na parcela desconexa do sistema real (na parcela não restaurada);

- (16), (17), (18) e (19) são restrições substitutas (*surrogate*): são conceitualmente redundantes no modelo matemático, tão somente destinadas a melhorar o desempenho no processo de resolução do modelo (elas aceleram o processo de resolução, reduzindo drasticamente o tempo necessário para convergência);
- (20) e (21) impõem a natureza binária das variáveis de decisão $x_{i,j}$ e y_i , respectivamente.

A subestação fictícia deverá formar uma topologia conexa e radial com a parcela não restaurada do sistema elétrico e as chaves inicialmente fechadas nesta parcela desconexa não devem ter seu estado inicial alterado (para isso, um único ramo fictício deve ser fechado entre a subestação fictícia e barras não restauradas adjacentes que possuem ramos inicialmente fechados as conectando entre si). É a parcela que minimiza o número de chaveamentos na função objetivo que garante que chaves reais fechadas na parcela desconexa não sejam abertas e substituídas por chaves fictícias, pois em (1) não existe custo associado à operação de variáveis $x_{i,j}$ que representam ramos fictícios (ramos $i - j \in \Omega_h$). Sendo assim, em (15) são fechados apenas os circuitos fictícios necessários para preservar o sistema restaurável completamente conexo ao conjunto de subestações (incluindo a subestação fictícia) e radial, sem alterar o estado inicial das chaves reais que devem permanecer fechadas na parcela não restaurada.

O sistema se mantém conexo às subestações porque a demanda de carga é suprida unicamente por elas (apenas nas barras de subestação existe geração de potência). Isto é válido tanto para a geração de potências ativa e reativa, P_{G_i} e Q_{G_i} , na parcela restaurada atendida pelas subestações reais, quanto para a geração de potência artificial, H_{G_i} , na parcela não restaurada atendida pela subestação fictícia. Como a S^f só pode gerar potência artificial, então existe apenas fluxo de potência artificial, $H_{i,j}$, nos ramos na parcela desconexa. Assim, em cada barra de carga não restaurada existe um gerador artificial conectado para suprimento artificial de suas reais demandas de potência ativa e de potência reativa. Ou seja, nas relações (2) e (3), quando $y_i = 1$, o balanço de carga ativa e o balanço de carga reativa são satisfeitos, respectivamente, da seguinte forma: $P_{D_i} = P_{D_i}y_i$ e $Q_{D_i} = Q_{D_i}y_i$. Assim, $(P_{D_i} + Q_{D_i})y_i$ funciona como um gerador artificial conectado à barra i e que opera apenas quando ela é cortada. Tendo suas demandas reais atendidas por seus geradores artificiais, as barras não restauradas passam a demandar uma unidade de potência artificial, representada por y_i na relação (4) (sendo y_i a variável binária que indica se a barra i deve ser cortada na configuração final ($y_i = 1$) ou se deve ser ou se manter energizada ($y_i = 0$)), e são então conectadas à S^f . Além disso, apenas a parcela restaurada está sujeita à 2ª Lei de Kirchhoff (a variável $b_{i,j}$ auxilia no cálculo da queda de tensão em (5), satisfazendo a igualdade quando o ramo está aberto) e sujeita aos limites de tensão permitidos para a operação do sistema, principalmente porque só existem fluxos de corrente e de potências ativa e reativa na parcela restaurada do sistema.

III. TESTES E RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com a resolução do modelo matemático de PCSOIM para os cenários de falta informados na Tabela I. O sistema de distribuição utilizado para teste é o mesmo utilizado em [16]:

um sistema de distribuição com 53 barras, sendo 3 subestações e 50 barras de carga (ou seções de carga), e com 61 ramos. A configuração base do sistema em estado normal de operação é apresentada na Figura 1. A demanda normalmente atendida pelo sistema é de 50.742,95 kVA (45.668,70 kW e 22.118,24 kVAr). A tensão nominal é de 13,8 kV e as tensões mínima e máxima permitidas são, respectivamente, correspondentes a 0,95 e 1,00 p.u.. Os demais dados físicos e operacionais do sistema teste podem ser consultados em [16].

Os testes simulam a combinação de cenários muito críticos de falta, com alocação de faltas em barras na saída das subestações e/ou em barras que possuem chaves de interconexão com outros alimentadores. Estes cenários, além de desatenderem a um montante expressivo de cargas, indisponibilizam parcialmente o atendimento pelas subestações de distribuição e/ou dificultam a transferência de cargas entre os alimentadores primários. Os resultados obtidos constam na Tabela II. As soluções se referem à configuração final ótima do sistema teste para operação no estado restaurativo: listam-se o mínimo de chaves que devem ser operadas e as possíveis barras a serem desconectadas para o corte mínimo de carga. Na Tabela III são apresentadas informações operacionais do sistema decorrentes dos planos de restauração elaborados.

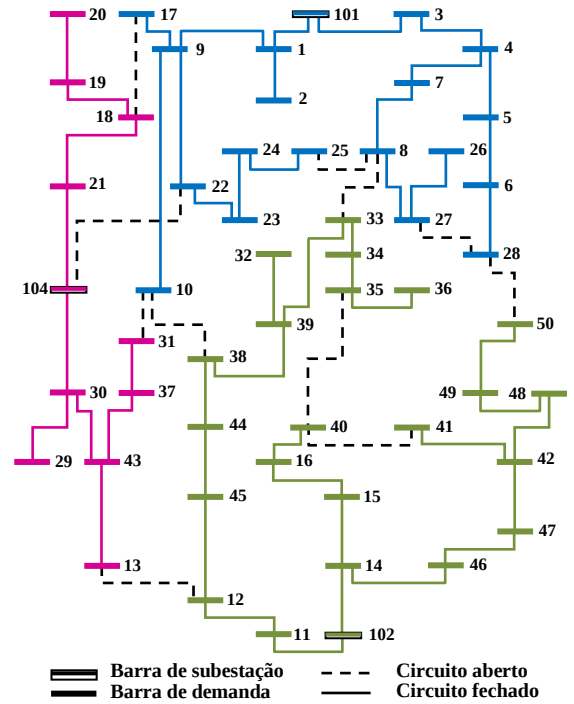


Figura 1. Sistema teste de 53 barras e 61 ramos (adaptado de [13]).

TABELA I. CENÁRIOS DE FALTA (INDIVIDUALMENTE INFORMADOS)

Local (barra)	Ramos indisponibilizados	Barras desatendidas à jusante da falta	Cargas desatendidas restauráveis (total)	
			kW	kVAr
1	101-1, 9-1, 2-1	2, 9, 10, 17, 22, 23, 24, 25	6.791,40	3.289,22
3	101-3, 4-3	4, 5, 6, 7, 8, 26, 27, 28	7.415,10	3.591,27
4	4-3, 7-4, 5-4	5, 6, 7, 8, 26, 27, 28	6.652,80	3.222,05
10	10-9, 10-31, 10-38	-	-	-
33	33-39, 33-34, 8-33	34, 35, 36	1.663,20	805,58

TABELA II. RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS PELO MODELO MATEMÁTICO DE PCSOIM

Local (barra)	Chaves indicadas para operação		Barras desconectadas	Corte de carga (kW)	Tempo (s) de resolução
	(Abertura ; Fechamento)	Fictícia			
1	25-24 ; 104-22, 8-25	200-2	2	1.039,50	3
3	5-4, 27-8, 26-27, 28-6, 34-33; 28-27, 8-33, 35-40, 28-50	200-5, 200-26	5, 6, 26	3.118,50	181
4	6-5, 26-27, 34-33; 8-33, 35-40, 28-50	200-5, 200-26	5, 26	2.633,40	92
10	-	-	-	-	2
33	; 35-40	-	-	0,00	2
1, 10	; 104-22	200-2	2	1.039,50	2
3, 4	6-5, 26-27, 34-33; 8-33, 35-40, 28-50	200-5, 200-26	5, 26	2.633,40	98
3, 33	8-7, 27-8, 26-27, 28-6; 8-25, 28-27, 35-40, 28-50	200-4, 200-26	4, 5, 6, 7, 26	4.573,80	6
3, 4, 33	8-7, 27-8, 26-27, 28-6; 8-25, 28-27, 35-40, 28-50	200-6, 200-7, 200-26	5, 6, 7, 26	3.811,50	3

TABELA III. INFORMAÇÕES OPERACIONAIS APÓS A RECONFIGURAÇÃO

Local de falta (barra)	Menor módulo de tensão observado		Perdas (kW)	Local de falta (barra)	Menor módulo de tensão observado		Perdas (kW)
	p.u.	Barra			p.u.	Barra	
1	0,9714	36	430,88	1, 10	0,9714	36	386,68
3	0,9635	4	563,65	3, 4	0,9614	27	548,20
4	0,9614	27	548,26	3, 33	0,9644	27	442,11
10	0,9714	36	404,84	3, 4, 33	0,9644	27	442,11
33	0,9764	34	374,73				

De modo geral, principalmente em contexto de faltas múltiplas: (a) A exclusão das variáveis de decisão relacionadas aos elementos da rede elétrica que são isolados tende a tornar menos oneroso o processo de resolução; (b) No entanto, a redução de circuitos alternativos, principalmente em cenários críticos de falta, pode aumentar o número de configurações ineficazes (especialmente com sobrecarga de corrente), onerando a resolução do problema (Em casos em que é possível restabelecer completamente o sistema, o tempo de resolução é muito menor do que em casos em que o restabelecimento pleno não é viável, independente do montante de carga não suprida restaurável [14], [16].); (c) Por outro lado, a rapidez do processo de resolução depende principalmente da configuração de falta no sistema: mesmo diante da inviabilidade de restabelecimento pleno do sistema, a decisão pelo corte de carga é muito rápida em casos em que há menor possibilidade de remanejar cargas para outros alimentadores; (d) Além disso, a redução da demanda de carga para atendimento pode reduzir o fluxo de corrente em alguns ramos e, eventualmente, melhorar o tempo de resolução do problema, inclusive permitindo a redução do número de chaveamentos na rede.

Comparando os resultados obtidos para os cenários de faltas múltiplas analisados com os resultados obtidos para os mesmos cenários de falta resolvidos separadamente, verificou-se que:

- Com a redução de circuitos disponíveis para a reconfiguração do sistema, houve maior corte de carga nos cenários de falta simultânea nas barras 3 e 33, com 4, 5, 6, 7 e 26 desconectadas, e nas barras 3, 4 e 33, com 5, 6, 7 e 26 desconectadas (a indisponibilização do circuito 8-33 resultou no corte adicional das barras 4 e 7 no primeiro caso e da barra 7 no segundo caso); houve menor corte de carga no cenário de falta simultânea nas barras 3 e 4, com 5 e 26 desconectadas (o isolamento da

barra 4 permitiu o restabelecimento adicional da barra 6 nesse contexto); o corte de carga foi igual no cenário de falta simultânea nas barras 1 e 10, com a barra 2 desconectada.

- O tempo de resolução dos casos de falta simultânea analisados foi muito menor em comparação com o maior tempo de resolução dos mesmos cenários resolvidos separadamente, principalmente pela redução de variáveis de decisão do problema.
- Quanto aos chaveamentos, houve redução no número de operações realizadas nos cenários de falta simultânea em 1 e 10 (pelo alívio de fluxo de corrente com o isolamento da barra 10), de falta simultânea em 3 e 4 (pelo alívio de fluxo de corrente com o isolamento da barra 4), de falta simultânea em 3 e 33 (pelo isolamento da barra terminal 33) e de falta simultânea em 3, 4 e 33. As reduções foram, respectivamente, de três para um, de nove para seis e de nove para oito nos dois últimos casos cujas operações de chaveamento são as mesmas. Comparando os cenários de falta simultânea em 3 e 4 e de falta simultânea em 3, 4 e 33, observa-se que a indisponibilização do ramo 8-33 no segundo caso fez aumentar dois chaveamentos para a configuração ótima, com o não restabelecimento adicional das barras 6 e 7, e que o tempo de resolução caiu de 98 segundos para 3 segundos.

As principais chaves operadas para reconectar barras em todos esses contextos de falta foram: 8-33, 35-40, 28-50, 104-22 e 25-8. O fluxo máximo permitido nos ramos 8-33 e 104-22 é de 250 A (em termos de potência ativa, é de 5.378,0178 kW) e nos ramos 35-40, 28-50 e 25-8 é de 150 A (em termos de potência ativa, 3.226,8107 kW).

A seguir, as propostas de reconfiguração são analisadas de forma detalhada. Em todas as soluções, não existem violações de nenhum requisito operacional: todas as subestações operam abaixo de suas capacidades de atendimento, os fluxos de corrente nos ramos obedecem aos limites permitidos e as tensões são fornecidas dentro da faixa permitida.

No contexto de falta na barra 1, a carga da barra 25 (623,70 kW e 302,07 kVAr) foi transferida para outro alimentador da própria subestação 101, abrindo 24-25 e fechando 8-25, e a chave 104-22 foi fechada para reconectar as barras 9, 10, 17, 22, 23 e 24. A barra 2 permaneceu desenergizada pelo isolamento do único ramo adjacente a ela, o ramo 2-1. O fluxo de corrente no ramo 8-25 é de 29,3433 A e no ramo 104-22 é de 241,6799 A. A barra 10 é uma barra terminal a jusante da barra 1, ambas alimentadas pela subestação 101. Assim, no contexto de falta simultânea em 1 e 10, ao desobrigar o atendimento à barra 10 (com demanda de 2.009,70 kW e de 973,36 kVAr), foi suficiente fechar a chave 104-22 para reconectar as barras 9, 17, 22, 23, 24 e 25. A barra 2 permaneceu desenergizada. Neste contexto de falta simultânea, o fluxo no ramo 104-22 é de 175,3431 A e em ambos os cenários, o menor módulo de tensão é de 0,9714 p.u., na barra 36.

No caso de falta simultânea nas barras 3 e 4, os chaveamentos foram os mesmos propostos para o cenário de falta na barra 4. Como 4 é adjacente de 3 e está a jusante de 3, então a configuração ótima para este caso de falta simultânea se diferencia apenas quanto ao ramo 101-3 que foi indisponibilizado neste contexto e que permaneceu fechado no caso de falta em 4 (preservando o atendimento à

barra 3, a montante de 4). As barras 6 e 28 foram restauradas com a abertura de 6-5 e o fechamento de 28-50; as barras 7, 8 e 27 foram restauradas com a abertura de 26-27 e 34-33 e o fechamento de 8-33; as barras 34, 35 e 36, que permaneceram energizadas a jusante da barra 33, foram transferidas para outro alimentador com a abertura de 34-33 e o fechamento de 35-40 (esta transferência aumenta o número de chaveamentos, mas é necessária para preservar a factibilidade operacional do sistema). As barras 5 e 26 não foram restauradas. O menor módulo de tensão observado é de 0,9614 p.u., na barra 27.

No caso de falta simultânea nas barras 3, 4 e 33, o isolamento da barra 33 indisponibilizou as chaves 8-33, 34-33 e 33-39, assim, as barras 34, 35 e 36 foram desenergizadas e o fechamento da chave 35-40 reconectou estas barras; com a chave 8-33 indisponível para fechamento, foi indicado o fechamento de 8-25 na tentativa de reconectar as barras desatendidas a jusante de 3 e 4, no entanto, foi possível restaurar apenas a barra 8 e as chaves 8-7 e 27-8 foram abertas (o limite de fluxo de corrente no circuito a jusante da barra 22 é de 150 A e impede o restabelecimento de mais cargas (a primeira violação ocorreria no ramo 23-22, cujo fluxo está em 142,23 A)); finalmente, as barras 27 e 28 foram reconectadas com a abertura de 28-6, 26-27 e 27-8 e o fechamento de 28-50 e 28-27. As barras 5, 6, 7 e 26 não foram restauradas. O menor módulo de tensão é de 0,9644 p.u., na barra 27.

No caso de falta simultânea em 3 e 33, as operações de chaveamento indicadas são as mesmas indicadas para o cenário de falta simultânea em 3, 4 e 33, no entanto, a barra 4 era passível de restauração e não foi restaurada. Assim, além das barras 5, 6, 7 e 26, a barra 4 também não foi restaurada. A reconfiguração no cenário de falta na barra 3 se diferencia do cenário de falta simultânea em 3 e 33 quanto ao isolamento da barra 33 e quanto ao corte das barras 4 e 7. No caso de falta em 3, o menor módulo de tensão observado é de 0,9635 p.u., na barra 4.

IV. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi apresentar novos testes realizados com o modelo matemático de PCSOIM proposto em [16] para restauração ótima do serviço de fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição radiais. O modelo é completo e formulado sem simplificações (nele constam todas as restrições fundamentais relacionadas à operação do sistema elétrico) e, neste trabalho, foi utilizado ineditamente para resolver cenários de faltas múltiplas. Não foi necessário realizar modificações nas formulações matemáticas do modelo originalmente proposto e isso é extremamente relevante, pois, neste mesmo contexto, a implementação de métodos heurísticos tende a se tornar mais difícil.

Os resultados dos testes realizados mostraram que, mesmo diante de cenários muito críticos de falta, as soluções ótimas são apresentadas em tempo adequado ao problema de restauração, o que é muito relevante. Além disso, verificou-se que, em contextos de faltas múltiplas, o tempo de resolução foi menor que o maior tempo observado nos mesmos cenários de falta simulados individualmente. Assim, a modelagem matemática apresentada se mostrou muito eficiente também para resolver o problema de restauração em contextos de faltas múltiplas.

REFERÊNCIAS

- [1] C. C. Liu; S. J. Lee; S. S. Venkata. "An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution system," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 619-626, May 1988.
- [2] A. L. Morelato; A. Monticelli. "Heuristic search approach to distribution system restoration," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 4, no. 4, pp. 2235-2241, Oct. 1989.
- [3] Y.Y. Hsu; H.M. Huang; H.C. Kuo; S. K. Peng; C. W. Chang; K. J. Chang; H.S. Yu; C.E. Chow; R.T. Kuo. "Distribution system service restoration using a heuristic search approach," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 7, no. 2, pp. 734-740, Apr. 1992.
- [4] D. Shirmohammadi. "Service restoration in distribution networks via network reconfiguration," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 7, no. 2, pp. 952-958, Apr. 1992.
- [5] K. N. Miu, H.D. Chiang, B. Yuan, G. Darling. "Fast service restoration for large-scale distribution systems with priority customers and constraints," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, no. 3, Aug. 1998, pp. 789-795.
- [6] Y.Y. Hsu; H.M. Huang. "Distribution system service restoration using the artificial neural network approach and pattern recognition method," in *Proc. 1995 IEE Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, no. 3, pp. 251-256.
- [7] Y. Kumar; B. Das; J. Sharma. "Application of ANN in service restoration in distribution systems with noisy input," in *Proc. 2011 IACSIT International Conference on Circuits, System and Simulation – ICCSS*, 1., vol. 7, pp. 247-252.
- [8] Y. Fukuyama, H.D. Chiang, K.N. Miu. "A parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems," *Int. Journal of Electric Power & Energy Systems*, vol. 18, no. 2, Feb. 1996, pp. 111-1192.
- [9] S. Toune; H. Fudo; T. Genji; Y. Fukuyama; Y. Nakanishi. "Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 17, no. 1, pp. 173-181, Jan. 2002.
- [10] Y. Kumar; B. Das; J. Sharma. "Genetic algorithm for supply restoration in distribution system with priority customers," in *Proc. 2006 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS*, pp. 1-7.
- [11] Y. Kumar; B. Das; J. Sharma. "Multiobjective, multiconstraint service restoration of electric power distribution system with priority customers," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 261-270, Jan. 2008.
- [12] Y. Tian; T. Lin; M. Zhang; X. Xu. "A new strategy of distribution system service restoration using distributed generation," in *Proc. 2009 IEEE International Conference on Sustainable Power Generation and Supply – SUPERGEN*, pp. 1-5.
- [13] B. R. Pereira Júnior; A. M. Cossi; J. R. S. Mantovani. "Proposta de uma metodologia baseada em busca tabu para restauração automática de sistemas de distribuição de energia elétrica," in *Anais do Congresso Brasileiro de Automática – CBA*, 19., Campina Grande: [s.n.], 2012, pp. 1204-1211.
- [14] E. S. Souza. "Propostas de modelagem matemática para o problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais", Dissertação de mestrado, Depto. de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2014.
- [15] E. S. Souza; F. B. Leão; R. Romero. "Propostas de modelagem matemática para o problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais com abordagem simplificada," in *Anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional – SBPO*, 46., Salvador: [s.n.], 2014, pp. 1134-1145.
- [16] R. Romero; J.F. Franco; F.B. Leão; M.J. Rider; E.S. Souza. "A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1259-1268, Mar. 2016.
- [17] M. Lavorato; J. F. Franco; M. J. Rider; R. Romero. "Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 172-180, Feb. 2012.
- [18] R. Fourer, D. M. Gay, e B. W. Kernighan, *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*. 2nd ed. Pacific Grove: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003.