

FLUXO DE CORRENTE ÓTIMO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO GENERALIZADOS

Abstract—This article presents and discusses how the operation of a generalized electric power distribution system can be represented by an optimal current flow model (OCF). It is considered as generalized that system that admits the existence of bonds and of generations distributed along the distribution network. Taking advantage of the topological characteristic of the distribution system that facilitates its representation by a network flow optimization problem, the current flow approach, as opposed to power flow approaches, adopts a quadratic minimization function for the costs of generation and / or minimization of losses subject to the set of constraints described by the two Kirchhoff laws: current and voltage. With this representation the set of constraints will be linear. In addition, beyond easy understanding, low complexity and great flexibility, the model allows consideration of the capacity limits of distribution components such as generators, transformers and lines as a function of current. The consistency of the model is tested on 11, 33 and 400-bar test systems. Different scenarios are considered for each test system and the results are discussed and analyzed. The results obtained demonstrate the flexibility and effectiveness of the proposed approach to a generalized distribution system

Keywords—current flow, distribution system, generalized distribution system

Resumo—Este artigo apresenta e discute como a operação de um sistema de distribuição de energia elétrica generalizado pode ser representada por um modelo de Fluxo de Corrente Ótimo (FCO). Considera-se como generalizado aquele sistema que admite a existência de laços e de gerações distribuídas ao longo da rede de distribuição. Aproveitando a característica topológica do sistema de distribuição, que facilita sua representação por um problema de otimização de fluxo em redes, o enfoque por fluxo de corrente, ao contrário dos enfoques por fluxo de potência, adota uma função de minimização quadrática para os custos de geração e/ou minimização das perdas sujeita ao conjunto de restrições descritas pelas duas leis de corrente e de tensão de Kirchhoff, portanto, restrições lineares. Além da fácil compreensão, pouca complexidade e grande flexibilidade, o modelo possibilita consideração dos limites de capacidade dos componentes de distribuição como os geradores, transformadores e linhas em função da corrente. A consistência do modelo é testada em sistemas teste de 11, 33 e 400 barras. São considerados diferentes cenários para cada sistema teste e os resultados são discutidos e analisados. Os resultados obtidos demonstram a flexibilidade e efetividade da abordagem proposta para um sistema de distribuição generalizado.

Palavras-chave—sistemas de distribuição, fluxo de corrente ótimo, redes de distribuição generalizadas

1 Introdução

O Fluxo de Carga (FC) é uma das ferramentas mais importantes para a análise da operação e planejamento de sistemas de energia elétrica. Por ele, se determina as tensões em cada barra e as potências ativas e reativas que circulam nas linhas para uma dada configuração da rede e da carga. No início, a representação do sistema de distribuição era feita pela matriz admitância e utilizava-se o método de Gauss-Seidel para a determinação da solução. O desempenho dessas técnicas foi melhorado pela representação do sistema pela matriz impedância [Stagg, 1968]. A seguir, surgiram os métodos de Newton Raphson (NR) [Tinney, 1967] e suas variantes como o método desacoplado e o método desacoplado rápido [Stott, 1974]. Embora os métodos NR sejam muito eficientes para os sistemas de transmissão, eles encontram dificuldades quando aplicados nos sistemas de distribuição. As principais razões são [Ghatak e Mukherjee, 2016]:

- Ao contrário dos sistemas de transmissão altamente malhados, os sistemas de distribuição são de natureza radial ou fracamente malhados. Os métodos de NR não aproveitam estas características.

- A relação R/X é maior no caso de sistemas de distribuição, condição que tira a dominância da diagonal da matriz Jacobiana dos métodos de Newton, levando a problemas de convergência [Aravindhbabu, 2001].

- Ao contrário do sistema de transmissão, as cargas entre as fases do sistema de distribuição podem estar desequilibradas. Esta consideração requer que cada fase seja analisada separadamente.

Com o objetivo de solucionar os problemas mencionados, pesquisadores vêm buscando alternativas, sendo que a grande maioria ocorre no campo de métodos Backward Forward Sweep (BFS), [Ghatak e Mukherjee, 2016]. Estes métodos partem da determinação das correntes de cada carga, determinadas pela relação potência consumida/tensão e, a partir dos pontos de carga, calcula as correntes em varredura para “trás” no sentido da barra tomada como referência, normalmente, uma subestação. A seguir, as tensões são atualizadas, em um procedimento para “frente”, ou seja, da barra de referência até as cargas. Este processo é repetido até a convergência. Embora muito simples e rápidos, apresentam restrições de aplicação como a seguir [Ghatak e Mukherjee, 2016]:

- Quando aplicados a sistemas de distribuição com malhas, são resolvidos por modelos multiportas,

por meio de injeções fictícias, o que torna a solução complicada, inexacta e pesada ponto de vista de carga computacional.

- Em sistemas com gerações distribuídas, só podem ser aplicados quando as gerações são consideradas como cargas negativas, ou seja, valores de potência ativa e reativa definidos.

Este trabalho propõe um enfoque para apoio à decisão em operação e planejamento de sistemas de distribuição que, como nos métodos BFS, utiliza para a representação da rede as duas leis de Kirchhoff. Entretanto, consideradas, simultaneamente, no modelo, resultando em um modelo de otimização de fluxo em redes com restrições adicionais [Kennington, Helgason, 1981].

O trabalho seminal de Charnes e Cooper, (1961) já mostrava que um problema de decisão sobre a rede elétrica pode ser facilmente entendido como um problema de fluxo em redes, onde as barras são consideradas como nós e as linhas como arcos. Entretanto, os modelos iniciais levavam em conta somente a lei de corrente de Kirchhoff. Embora estes modelos aproveitassem a característica de fluxo em redes do problema, resultavam soluções muito ruins. No sentido de melhor representação da rede, foi proposta a inclusão da lei de tensão de Kirchhoff [Carvalho e Soares, Ohishi, 1988] como extensão dos trabalhos anteriores de Charnes e Cooper, (1961) e Garver (1970).

Uma vantagem da abordagem do fluxo em redes é que as cargas, representadas por potência ativa e reativa, são transformadas em componentes de corrente que circulam pelos ramos da rede, possibilitando a definição explícita de seus limites, ao contrário das abordagens clássicas nodal ou BFS. Admite, também, a inclusão de um critério de otimização como minimização das perdas e/ou custos de geração. Essa estrutura permite considerar as restrições de transmissão, diretamente, como os limites de transmissão e as perdas como o critério de otimização, [Carvalho e Soares, Ohishi, 1988], [Fujisawa et al, 2011]. Além disso, a possibilidade de inclusão de uma função custo de geração vem atender a requisitos dos sistemas atuais de distribuição dotados de geração distribuída, onde torna-se necessário o estabelecimento de uma escala ótima de geração.

O objetivo deste trabalho é expandir os trabalhos citados no parágrafo anterior, que consideravam somente a parte real da corrente, para a representação das componentes real e imaginária da tensão e corrente e discutir sua aplicação na determinação do fluxo ótimo de corrente em sistemas generalizados de distribuição, aqueles que consideram geração distribuída.

O artigo está assim organizado, o item 2 apresenta a formulação do problema em uma primeira etapa por um sistema exemplo que é a seguir generalizada pela representação matricial, item 3. No item 4, é apresentado o algoritmo para solução e, no item 5, são discutidos os resultados. Por fim, são apresentadas as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

2 Formulação do Problema de Fluxo de Corrente Ótimo (FCO)

2.1 Sistema Exemplo para a descrição da proposta

O sistema exemplo da Figura 1 apresenta o diagrama unifilar composto por cinco barras, cinco linhas, duas cargas representadas pelas respectivas correntes, uma fonte de suprimento ilimitada na barra 0 (fonte), e uma fonte de capacidade limitada na barra 3. São, ainda, representados dois laços: o laço interno à rede L2 e o laço externo à rede L1 que relaciona a tensão da fonte à tensão da geração da barra 3.

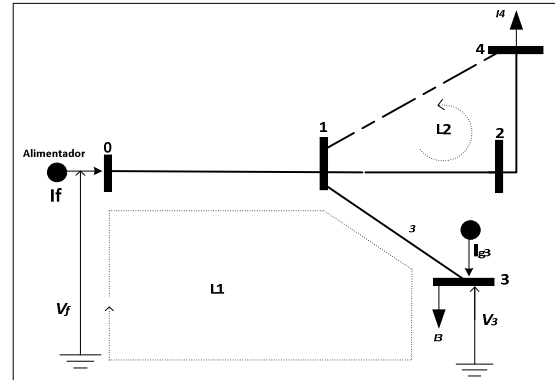


Figura 1 Diagrama de um sistema de distribuição de energia generalizado, com cinco barras

2.2 Função objetivo

Os sistemas de distribuição operam em média ou baixa tensão, correntes elevadas o que resulta em elevadas perdas. Neste sentido, o objetivo pode ser determinar a configuração de geração que minimize as perdas na rede de distribuição e pode ser escrita como em (1):

$$\text{Min} \{f(I_f) + f(I_{g3}) + \sum R_{ij} (I_{ij})^2\} \quad (1)$$

Onde, $f(I_f)$ e $f(I_{g3})$ são função custo das correntes injetadas na barra fonte e barra 3 respectivamente, R_{ij} são as resistências das linhas pertencentes ao conjunto C de linhas do sistema que ligam a barra i à barra j, I_{ij} é a corrente entre a barra i e a barra j.

2.3 Equações de corrente de Kirchhoff

A lei de corrente de Kirchhoff afirma que a soma de correntes em uma barra menos a soma das correntes que deixa esta barra é igual a zero. Entretanto, em sua proposição, assume uma representação por número complexo. Com a finalidade de desenvolvimento de um modelo onde a otimização possa ser aplicada, a relação complexa deve ser separada em parte real e parte imaginária. Para a Figura 1, a parte real das equações de balanço decorrente, em cada uma das barras do sistema, pode ser escrita como (2):

$$\begin{aligned} I_f^r - I_{01}^r &= 0 \\ I_{01}^r - I_{12}^r - I_{13}^r + I_{14}^r &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
I_{12}^r - I_{24}^r &= 0 \\
I_{13}^r - I_{24}^r &= 0 \\
I_{13}^r + I_{g3}^r &= I_{L3}^r \\
I_{24}^r - I_{41}^r &= I_{L4}^r
\end{aligned} \quad (2)$$

A parte imaginária como em (3):

$$\begin{aligned}
I_f^i - I_{01}^i &= 0 \\
I_{01}^i - I_{12}^i - I_{13}^i + I_{14}^i &= 0 \\
I_{12}^i - I_{24}^i &= 0 \\
I_{13}^i - I_{24}^i &= 0 \\
I_{13}^i + I_{g3}^i &= I_{L3}^i \\
I_{24}^i - I_{41}^i &= I_{L4}^i
\end{aligned} \quad (3)$$

Onde I_f^r , I_{g3}^r e I_{ij}^r , I_{L3}^r , I_{L4}^r representam a componente real da corrente injetada na barra fonte, na barra 3, componente real das correntes que circulam entre as barras i e barras j pertencentes ao conjunto C e as correntes de carga das barras 3 e 4 respectivamente. Notação semelhante é utilizada para a parte imaginária.

2.4 Equações de tensão de Kirchhoff

A lei de tensão de Kirchhoff afirma que a soma da tensão em um circuito fechado é igual a zero. Conforme mostrado na Figura 1, o laço L1 que inclui duas barras de geração, criando um laço virtual com a inclusão do solo é chamado laço externo e o L2, que considera linhas da rede de distribuição, é considerado laço interno à rede. O laço externo é necessário para criar uma relação entre a tensão especificada (na referência) a uma tensão controlada por uma fonte de geração. Existirão tantos laços externos quantas fontes de geração distribuída que possam permitir controle de tensão, todos partindo da referência.

2.4.1 Equações de tensão de Kirchhoff para o laço externo

Como ocorreu para as leis de corrente, as equações serão separadas em parte real e parte imaginária. A parte real do laço externo, para a Figura 1 pode ser escrita como:

$$R_{01}I_{01}^r + R_{13}I_{13}^r - X_{01}I_{01}^i - X_{13}I_{13}^i + V_{g3}^r = V_f^r \quad (4)$$

Onde V_{g3}^r é a componente real da tensão da barra 3, variável dependente, enquanto V_f^r é a componente real da tensão especificada para a barra de referência. X_{ij} é a reatância entre as barras i e j.

A parte imaginária da equação de tensão para o laço externo pode ser escrita como:

$$X_{01}I_{01}^r + X_{13}I_{13}^r + R_{01}I_{03}^i + R_{13}I_{13}^i + V_{g3}^i = V_f^i \quad (5)$$

2.4.2 Equações de tensão de Kirchhoff para o laço interno

A componente real do laço interno é:

$$R_{12}I_{12}^r + R_{24}I_{24}^r - R_{14}I_{01}^i - X_{12}I_{12}^i - X_{24}I_{24}^i + X_{14}I_{14}^i = 0$$

Enquanto a componente imaginária é:

$$X_{12}I_{12}^r + X_{24}I_{24}^r - X_{14}I_{01}^i + R_{12}I_{12}^i + R_{24}I_{24}^i - R_{14}I_{14}^i = 0 \quad (7)$$

2.5 Restrições de capacidade

As restrições de capacidade inferior e superior para o fluxo nos componentes da rede de distribuição são divididas em:

2.5.1 Restrições de capacidade dos arcos

As restrições de capacidade dos arcos serão representadas somente pela parte ativa da corrente. Esta representação é mais realista que limites estabelecidos pela potência por ser a corrente responsável pelo aquecimento da linha.

$$I^{\min} \leq I \leq I^{\max} \quad (8)$$

Onde I é o vetor das componentes de corrente real nos ramos do sistema de distribuição.

2.5.2 Restrições de capacidade de geração

Para cada fonte de geração, adicional à geração de referência, deve ser considerada uma restrição como em (9)

$$I_{g3}^{\min} \leq I_{g3}^r \leq I_{g3}^{\max} \quad (9)$$

2.5.3 Restrições de limites de tensão para barra 3

Com o aparecimento da geração distribuída, representada no sistema acima pela geração da barra 3, aparece a possibilidade do controle de tensão em barras de geração, cuja tecnologia permite a geração de componente imaginária da corrente. Admitindo que a geração da barra 3 esteja dentro desta especificação pode-se escrever:

$$V_{g3}^{\min} \leq V_{g3}^r \leq V_{g3}^{\max} \quad (10)$$

A componente real e imaginária da tensão da barra de referência deve ser especificada como ocorre nas representações de Newton Raphson.

3 Representação matricial do problema de Fluxo de Corrente Ótimo (FCO)

Com o aparecimento do conceito de sistema de distribuição generalizado, aquele sistema que contempla a geração distribuída, cria-se a possibilidade de otimização da alocação da geração. Assim, uma das principais atividades de um operador do sistema de distribuição é determinar a escala de geração que proporcione o menor custo para o sistema. Este objetivo

pode ser representado pela minimização do custo de geração e/ou minimização das perdas nas linhas, mantendo-se os componentes do sistema dentro dos limites especificados. A partir das equações de (1) a (9), conclui-se que a representação matricial do problema de FCO para um sistema de distribuição generalizado pode ser dada por:

$$\text{Min } \{ f(I_g) + I^r R I \} \quad (11)$$

$$\begin{bmatrix} A & 0 & 0 & 0 \\ 0 & A & 0 & 0 \\ R_{Li} & -X_{Li} & 0 & 0 \\ X_{Li} & R_{Li} & 0 & 0 \\ R_{Le} & -X_{Le} & I & 0 \\ -X_{Le} & R_{Le} & 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^r \\ I^i \\ V_g^r \\ V_g^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_L^r \\ I_L^i \\ 0 \\ 0 \\ V_{ref}^r \\ V_{ref}^i \end{bmatrix} \quad (12)$$

Onde, $f(I_g)$ é uma função custo de geração para todas as barras de geração, $I^r R I$ representa a função perda nas linhas e R é a matriz diagonal de resistências. A é a matriz incidência nó-ramo, R_{Li} e X_{Li} são, respectivamente, a matriz de resistência e a reatância dos laços internos, R_{Le} e X_{Le} são a matriz de resistência e reatância dos laços externos, I^r e I^i são o vetor de corrente real e o vetor de corrente imaginária das linhas pertencentes ao laço, V_g^r é o vetor das componentes reais de tensão das barras de geração distribuída, V_g^i o vetor das componentes imaginárias de tensão das barras de geração distribuída. I_L^r e I_L^i são os vetores corrente injetada ativa e reativa nas barras de carga. V_{ref}^r e V_{ref}^i são as componentes real e imaginária da tensão especificada para a barra de referência.

O problema (11)-(12), ao qual deve ser adicionado o conjunto de restrições de capacidade dos componentes do sistema de distribuição, é um problema de otimização com função objetivo não linear em função das gerações e das perdas nas linhas, com restrições lineares simples, compostas da matriz incidência nó arco e das matrizes de laços internos e externos.

Ele representa o sistema de distribuição de maneira simples, completa e sem aproximação. Além de apresentar uma estrutura matricial particular que pode ser aproveitada quando da implementação de algoritmos específicos, por exemplos pontos interiores, que aproveitem sua esparsidade.

4 Algoritmo de Solução

Os passos fundamentais para a solução do problema de FCO são a construção da matriz de restrições e resolução do problema de otimização por um programa de programação quadrática. A matriz de restrições representa a configuração da rede a partir da matriz de incidência e da matriz de laços internos e externos. O algoritmo de solução considera como:

Passo1: Leitura e preparação dos dados de linha e de barras da rede

Passo 2: Identificação dos elementos pertencentes aos laços internos e externos

Passo 3: Montagem da função objetivo e da matriz de restrições a partir da Matriz Incidência e da Matriz de Laços e das capacidades dos elementos do sistema.

Passo 4: Atribuição dos valores para as tensões iniciais de cada barra (ex.: igual a 1,0 pu). Faça $p=0$ (contador de iteração).

Passo 5: Faça $p = p + 1$ e calcule as correntes injetadas nas barras de acordo com o modelo de carga apropriado (ZIP - Impedância, Corrente e Potência).

Passo 6: Resolução do problema de otimização que determinará as correntes nas linhas e as correntes injetadas nas barras de geração.

Passo 7: A partir dos fluxos de correntes nas linhas, determinados pela otimização, cálculo das novas tensões de barra.

Passo 8: Verificação de $|V_p - V_{p-1}| < \epsilon$ onde ϵ é a precisão determinada para a convergência.

Onde V_p e V_{p-1} são os módulos da tensão na iteração e iteração $p-1$

Passo 9: Se a precisão for atingida, imprima dos resultados. Caso contrário volte ao passo 5.

5 Aplicação

A validação desta proposta foi realizada em três redes de distribuição com diferentes características. Teve como objetivo a comparação com outros métodos com relação a resultados, convergência, tempos de computação e flexibilidade de representação de geração distribuída e consideração de laços. Para as três redes foi estabelecida uma precisão de convergência, passo 8 do algoritmo, de $\epsilon < 0,00001$. Os algoritmos foram desenvolvidos na linguagem de programação Java versão 7.1, utilizando os modelos e bibliotecas LPSolve e SCPSolve [Blengini, 2017].

5.1 Sistema de 11 Barras

A rede, uma extensão da apresentada em [Kagan, Oliveira e Robba 2005], é formada por uma fonte de alimentação na barra 10, considerada como referência, e uma fonte para simular geração distribuída na barra 70. Conta com um alimentador trifásico simétrico equilibrado, tensão nominal de 13.8 kV. A tensão inicial na barra 1 foi estabelecida em 1,00 pu e todos os trechos utilizam cabos com a impedância de sequência direta $z = 0,2047 + j 0,345 \text{ Ohm / Km}$. As cargas estão distribuídas nas barras 3, 6, 9, 10, 11 e 7 e foi considerado 50% do carregamento. Nesta rede, foram realizados testes para três cenários (A, B e C) apresentados a seguir.

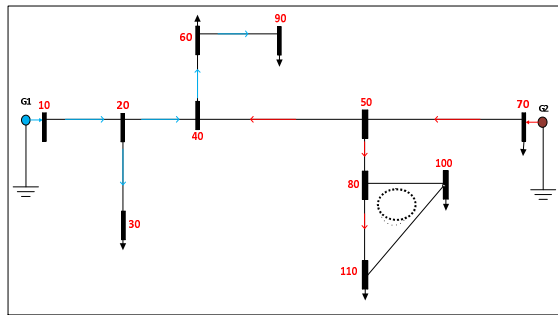


Figura 2 Sistema 11 barras
Adaptado de [Kagan, Oliveira e Robba 2005]

Cenário A: este cenário base não considera o Laço e geração G2. Seu estudo tem como objetivo validar a precisão e convergência do método FCO propostocom os métodos BFS e o FW utilizado em (Kagan, Oliveira e Robba, 2005).A partir da análise dos resultados apresentados na Tabela 1, conclui-se que BFS, FW e FCO apresentaram os mesmos resultados para os valores do fluxo de corrente e valores de tensão para as duas componentes real e imaginária.

Tabela 1. Comparação da convergência para os Três métodos

Caso A - Dados Fluxo de Corrente Rede 11 Barras												
Arco	BFS				FW				FCO			
	Ir	Ii	Vr	Vi	Ir	Ii	Vr	Vi	Ir	Ii	Vr	Vi
0	0,0389	-0,0231	1,0000	0,0000	0,0389	-0,0231	1,0000	0,0000	0,0389	-0,0231	1,0000	0,0000
1	0,0389	-0,0231	0,9331	-0,0365	0,0389	-0,0231	0,9331	-0,0365	0,0389	-0,0231		
2	0,0336	-0,0207	0,8963	-0,0559	0,0336	-0,0207	0,8963	-0,0559	0,0336	-0,0207		
3	0,0053	-0,0024	0,9250	-0,0421	0,0053	-0,0024	0,9250	-0,0421	0,0053	-0,0024	0,9250	-0,0421
4	0,0196	-0,0141	0,8404	-0,0804	0,0196	-0,0141	0,8404	-0,0804	0,0196	-0,0141	0,8404	-0,0804
5	0,0111	-0,0097	0,8226	-0,0862	0,0111	-0,0097	0,8226	-0,0862	0,0111	-0,0097	0,8226	-0,0862
6	0,0140	-0,0066	0,8638	-0,0777	0,0140	-0,0066	0,8638	-0,0777	0,0140	-0,0066		
7	0,0111	-0,0058	0,8593	-0,0805	0,0111	-0,0058	0,8593	-0,0805	0,0111	-0,0058		
8	0,0083	-0,0049	0,8540	-0,0834	0,0083	-0,0049	0,8540	-0,0834	0,0083	-0,0049	0,8540	-0,0834
9	0,0028	-0,0009	0,8575	-0,0822	0,0028	-0,0009	0,8575	-0,0822	0,0028	-0,0009	0,8575	-0,0821
10	0,0028	-0,0009	0,8555	-0,0852	0,0028	-0,0009	0,8555	-0,0852	0,0028	-0,0009	0,8555	-0,0852

A Tabela 2 indica que os três métodos atingem a convergência no mesmo número de iterações e o método proposto (FCO) tem desempenho ruim quanto ao tempo de computação. Conclui-se que a aplicação do método para sistemas totalmente radiais é inadequada quando se leva em conta o tempo de computação.

Tabela 2. Comparação dos métodos para o cenário A

Caso A - Dados Gerais Rede 11 Barras			
	BFS	FW	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00000	1,00000	1,00000
Critério de Convergência (pu)	0,0001	0,0001	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,000006	0,000006	0,0000416
Número de iterações	7	7	7
Desempenho (ms)	4	3	28

Cenário B: este cenário utiliza a rede do cenário A, porém com duas fontes de geração (G1 e G2), ambas com a mesma função custo. Foi simulado apenas pelo método FCO, uma vez que os outros dois não permitem otimização. Teve como objetivo avaliar o impacto da inserção de uma geração no fluxo da corrente o perfil de tensão da rede, conforme Tabela 3.

Tabela 3. Distribuição de correntes e perfil de tensão para o cenário B

Caso B - Dados Fluxo de Corrente Rede 11 Barras				
Arco	FCO			
	Ir	Ii	Vr	Vi
0	0,02779	-0,02090		
1	0,02779	-0,02090		
2	0,02253	-0,01861		
3	0,00526	-0,00229	0,93797	-0,02797
4	0,01954	-0,01316	0,86304	-0,05820
5	0,01113	-0,00912	0,84590	-0,06437
6	0,00299	-0,00545		
7	0,01099	-0,00495		
8	0,00823	-0,00427	0,89203	-0,03819
9	0,00277	-0,00067	0,89533	-0,03681
10	-0,00799	-0,00050	0,91501	-0,00513
11	0,01050	0,00000		

A Tabela 4 apresenta o desempenho do FCO para o Cenário B. Analisando os resultados da Tabela 4, verifica-se que o método de fluxo de corrente ótimo atingiu a convergência em 6 iterações e teve desempenho similar ao atingido quando da análise do sistema radial (Tabela 2).

Tabela 4Desempenho do FCO para o Cenário B

Caso B - Dados Gerais Rede 11 Barras	
	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00000
Critério de Convergência (pu)	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,0000972
Número de iterações	6
Desempenho (ms)	26

A inclusão de uma fonte de geração distribuída modificou o fluxo de corrente entre as barras e melhorou significativamente o perfil de tensão, Figura 3.

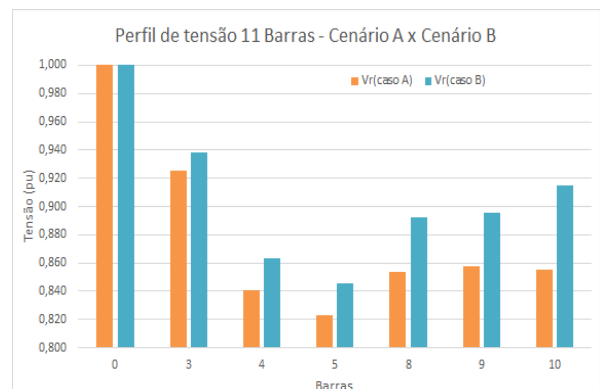


Figura 3 Comparação do perfil de tensão para os casos A e B

Cenário C: este cenário utiliza uma rede generalizada, portanto como apresentado na Figura 2, considera uma fonte geradora adicional e o fechamento de laço entre as barras 80-100-110.Os resultados de fluxo de corrente e tensão estão apresentados na Tabela 5 enquanto o desempenho na Tabela 6.

Tabela 5. Distribuição de fluxo e perfil de tensão para o cenário C

Caso C - Dados Fluxo de Corrente Rede 11 Barras				
Arco	FCO			
	lr	li	Vr	Vi
0	0,0210	0,0000		
1	0,0210	0,0000		
2	0,0160	0,0020		
3	0,0050	-0,0020	0,97184	-0,03426
4	0,0175	-0,0100	0,92614	-0,06835
5	0,0100	-0,0070	0,91638	-0,06380
6	-0,0015	0,0120		
7	0,0100	-0,0030		
8	0,0100	-0,0121		
9	0,0000	0,0091		
10	-0,0115	0,0150	0,97398	-0,05139
11	0,0140	-0,0155		
12	0,0025	-0,0086		

Tabela 6. Desempenho do FCO para o cenário C

Caso C - Dados Gerais Rede 11 Barras	
	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00000
Critério de Convergência (pu)	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,0000972
Número de iterações	6
Desempenho (ms)	26

É interessante observar que o desempenho do método FCO para os cenários A, B e C foi similar. Ou seja, embora o problema tenha crescido em complexidade em sua representação, o tempo computacional permaneceu o mesmo para os três casos.

5.2 Sistema IEEE 34 barras

Esta é uma rede IEEE trifásica, equilibrada (Kersting, 2012), localizada no estado norte-americano do Arizona, com grande extensão, topologia radial, 34 barras, dois reguladores de tensão em série nos arcos 814-840 e 852-832, um transformador para rebaixar a tensão para 4,16 kVnas barras 888 e 890, uma tensão nominal do alimentador em 24,9 kV. Conta com cargas definidas por PQ constantes, Z constantes, Y constantes, I constante e 100% de carregamento. A configuração da rede é apresentada na Figura 4.

A tensão na barra 800, tomada como referência, foi fixada em 1,02 (pu). O método proposto foi executado em um microcomputador com frequência de 2.40 GHz, com 4 GB de memória RAM.

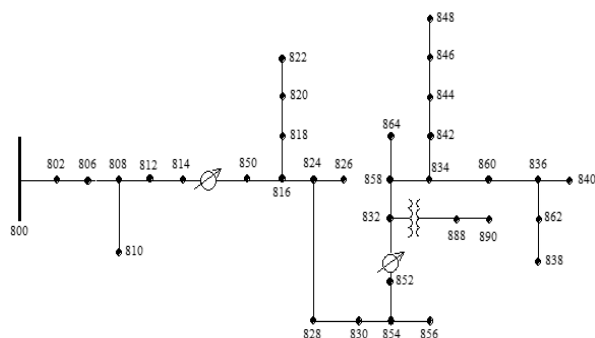


Figura 4. Rede IEEE com 34 barras.

Cenário A: o caso base obteve a convergência da tensão em 6 interações com um tempo total de 62 ms, como apresentado na Tabela 7.

Tabela 7. Desempenho dos métodos para o sistema de 34 barras.

Caso A - Dados Gerais Rede 34 Barras			
	BFS	FW	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00	1,00	1,00
Critério de Convergência (pu)	0,0001	0,0001	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,000007	0,000007	0,00000393
Número de iterações	7	7	7
Desempenho (ms)	18	15	62

A Figura 5 apresenta o módulo do perfil de tensão da rede, sendo a barra 802 o ponto com a maior tensão igual a 0,99728 (pu), e a barra 862, apresentou-se como o ponto com a menor tensão calculada, 0,8194 (pu), ou seja, uma queda de tensão de 82,5% em relação à barra 802.

Segundo a norma estabelecida pela ANEEL para o sistema brasileiro [ANEEL, 2016], a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão. Portanto, os resultados seriam inadequados quanto à qualidade de suprimento.

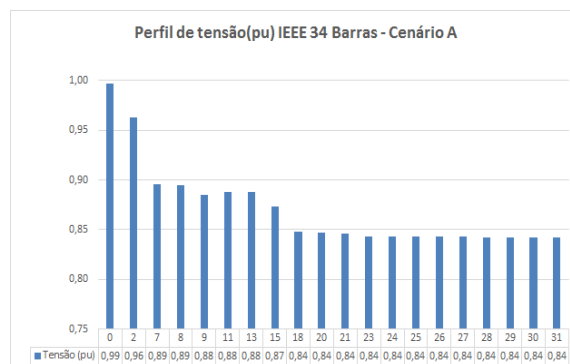


Figura 5. Perfil de tensão da rede IEEE 34 barras.

Cenário B: este cenário utiliza a rede radial de 34 barras, uma subestação (G0) na barra 0 e uma fonte de geração distribuída (G1) na barra 28. Seu desempenho é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 Desempenho do FCO para o cenário B

Caso B - Dados Gerais Rede 34 Barras	
	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00
Critério de Convergência (pu)	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,000025
Número de iterações	6
Desempenho (ms)	61

Como ocorreu no sistema 1(rede de 11 barras), a adição de uma fonte de geração melhorou consideravelmente o perfil de tensão e contribui para a redução do módulo da corrente circulante pelas linhas, conforme Figura 6.

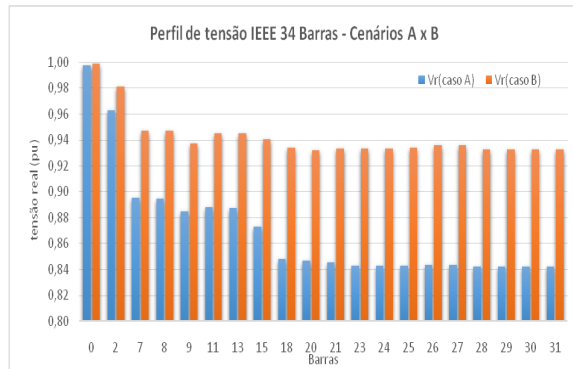


Figura 6. Comparação do perfil de tensão entre cenários A x B

Cenário C: foi criado um laço interno entre as barras 832-888-890-860-834-858 no sentido de avaliar sua influência no perfil de tensão e na distribuição do fluxo de corrente na rede. O desempenho do FCO está apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 Desempenho do FCO para o cenário C

Caso C - Dados Gerais Rede 34 Barras	
	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00
Critério de Convergência (pu)	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,000025
Número de iterações	6
Desempenho (ms)	61

Observa-se, como ocorreu para o sistema de 11 barras, que o desempenho do método FCO para os cenários A, B e C permaneceu o mesmo, embora os modelos para a representação da rede tenham aumentado de complexidade pela adoção de novos pontos de geração e existência de laços.

5.3 Sistema de 400 Barras

Esta rede de 400 barras corresponde ao alimentador C-01 da cidade de Indiana – SP, do sistema de distribuição primária da concessionária Caiuá Distribuição de Energia S/A (PEREIRA 2009). A rede possui uma subestação, tensão nominal de 11,4kV, 100% de carregamento, transformadores e diferentes bitolas dos cabos. A tensão inicial na barra 1 foi estabelecida em 1,00 pu e foram testados dois cenários com os três métodos implementados.

Cenário A: este cenário considera a rede base, sem a inclusão de gerações distribuídas e laços e tem como finalidade comparar o desempenho dos métodos, como mostrado na Tabela 10. A análise mostra que os outros métodos têm um desempenho em torno de 15 vezes melhor que o FCO.

Tabela 10. Comparação dos métodos -Cenário A

Caso A - Dados Gerais Rede 11 Barras			
	BFS	FW	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00000	1,00000	1,00000
Critério de Convergência (pu)	0,0001	0,0001	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,00006	0,00006	0,0000563
Número de iterações	4	4	4
Desempenho (ms)	108	102	1663

Cenário B: este cenário utiliza a mesma rede do cenário A com mais três fontes de geração distribuída em pontos distintos da rede (G2, G3 e G4) [Blengini, 2016]. A fonte de geração distribuída G2 está interligada com a barra 11, a fonte de geração G3 está interligada na barra 183 e a fonte de geração G3 está interligada na barra 366. As fontes G2, G3 e G4 utilizam limites superiores e inferiores de corrente configurados. Neste cenário, foi utilizado somente FCO, para analisar o perfil de tensão e o fluxo de corrente e da rede com uma e várias fontes de geração e respeitando os limites de fluxo de corrente nas linhas. Figura 7 apresenta a análise do cenário A (apenas uma fonte de geração) e cenário (B com quatro fontes de geração).

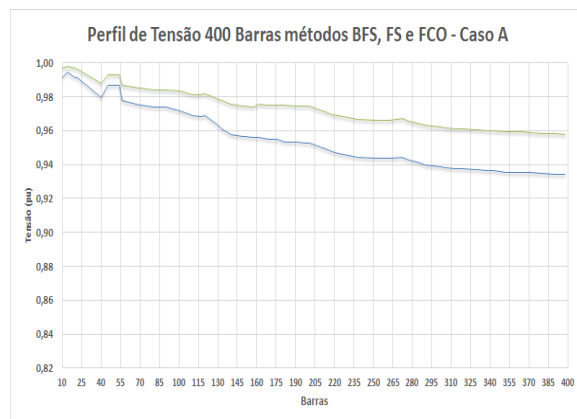


Figura 7 Comparação do perfil de tensão entre cenários A (em azul) x B (em verde)

Novamente, é observada a melhoria no perfil de tensão de toda a rede com conseqüente diminuição do módulo de correntes que circulam pelas linhas. A Tabela 11 apresenta resultados semelhantes para o sistema base e o sistema com gerações adicionais, embora o segundo apresente maior complexidade.

Observa-se, como nos casos anteriores, que o desempenho computacional permanece o mesmo, embora o cenário B apresente maior complexidade (Tabela 11).

Tabela 11. Desempenho do cenário B

Caso B - Dados Gerais Rede 11 Barras	
	FCO
Tensão inicial (pu)	1,00000
Critério de Convergência (pu)	0,0001
Convergência obtida (pu)	0,0000522
Número de iterações	4
Desempenho (ms)	1654

6 Conclusão

Este trabalho apresentou o Modelo de Fluxo de Corrente Ótimo como um caminho para atender os novos requisitos dos sistemas de distribuição atuais que, por serem generalizados, possuindo malhas e gerações distribuídas ao longo da rede apresentam grandes similaridades com os sistemas de transmissão. Entretanto, principalmente pela característica da relação R/X , não são próprios para serem resolvidos pelos modelos de Fluxo de Potência com o método de Newton Raphson.

No sentido de validação desta proposta, foram avaliados três sistemas com diferentes dimensões e cenários que possibilitaram concluir como vantagens do FCO:

- É um método exato apresentando os mesmos resultados que outros métodos alternativos.
- Pode ser aplicado a sistemas de distribuição generalizados por permitir a representação completa do sistema de distribuição com gerações distribuídas e laços.
- Considera as leis de corrente e tensão de Kirchhoff, portanto representação completa do sistema de distribuição
- É versátil a diferentes topologias da rede de distribuição
- Possibilita a inclusão de limites operacionais dos componentes do sistema de distribuição
- Possibilita o controle de tensão das barras cuja tecnologia de geração seja adequada para este fim.
- Por adotar a representação do sistema de distribuição por uma rede é facilmente estendido a aplicações onde as fases venham ser consideradas separadamente.

Entretanto, o FCO não apresenta bom desempenho em relação aos métodos BFS quando aplicado a sistemas com configuração puramente radial.

Outra vantagem é a possibilidade de aproveitamento da estrutura especial do problema com uma configuração adequada para a representação por fluxo em redes. Como trabalhos futuros propõe-se a implementação de programa específico que contemple a estrutura particular da matriz de restrições, considere o desequilíbrio entre as fases e que venham agilizar a execução do programa de programação matemática.

Referências Bibliográficas

- ANEEL, “www.aneel.gov.br,” 2016. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br>. [Acesso em 03 15 2016].
- ARAVINDHABABU P, GANAPATHY S, NAYAR KR.(2001) A novel technique for the analysis of radial distribution systems. International journal of electrical power & energy systems,23(3):167-71
- BLENGINI, A. (2016) Ambiente multimétodos para otimização de operações em sistemas de

- distribuição de energia elétrica generalizados, Dissertação de mestrado, programa de Infraestrutura Urbana, PUC Campinas.
- BLENGINI , A, CARVALHO, M.F, MOTA L.T, PEZZUTO C. (2017), Object-Oriented Load Flow Modeling And Implementation For Distribution Power Systems, IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, , vol. 15, pp. 439-444
- CARVALHO, M.F., SOARES,S., OHISHI, T. "Optimal Active Dispatch by Network Flow Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-3, pp. 1640-1647, 1988.
- CHARLES, A., COOPER, W.W. (1961) Multicopy traffic networks, In theory of traffic flow, Herman (ed.) Elsevier, Amsterdam, 86-96.
- FUJISAWA CH, CARVALHO MF, AZEVEDO AT, SOARES S, SANTOS EP, OHISHI T. Optimal power flow models using network flow method In Transmission and Distribution. Latin America Conference and Exposition 2012 (T&D-LA):1-7.
- GARVER, L. L. (1970), “Transmission network estimation using linear programming.”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. PAS-89 pp. 1688–1696.
- GHATAK, G. e V. MUKHERJEE, (2017) “An improved load flow technique based on load current injection for modern distribution system.”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 84, pp. 168-181.
- KENNINGTON, L.J., HELGASON, K. V. (1981) *Algorithms for Network Programming*, New York:John Wiley & Sons, 1981.
- KERSTING, W. H. (2012) “Distribution system modeling and analysis,” em *Distribution system modeling and analysis*, New York, CRC Press, 2012, pp. 145-198.
- STAGG , G.W., El-Abiad, (1968), *Computer methods in power system Analysis*, McGraw Hill.
- STOTT B, ALSAÇ O. Fast decoupled load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1974;93(3):859-69.
- TINNEY WG, HART CE. Power flow solutions by Newton’s method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1967;86(11):1449-60.