

ANÁLISE DE INCERTEZAS EM ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA VIA MÉTODOS DE COMPENSAÇÃO

BÁRBARA DA S. MEDEIROS, VANDER M. DA COSTA

*Faculdade de Engenharia, Departamento de Circuitos Elétricos, Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
E-mails: barbara.medeiros@engenharia.ufjf.br, vander.costa@ufjf.edu.br*

Abstract— In this paper, compensation methods are proposed to calculate the problem of power flow subject to uncertainties associated with the branches parameters, using adaptations of existing techniques in the literature. In the traditional power flow study, power system parameters are generally treated as deterministic quantities. However, the system data may present uncertainties associated to measurement or variation over time. Simulations are developed in Matlab, using the Brazilian 33-bus and 107-bus test systems. Results of the proposed methods are compared with the Monte Carlo method for validation.

Keywords— Interval Power Flow, Uncertainties, Bus Impedance Matrix Assembly Method, Compensation Theorem, Compensation Methods

Resumo— Neste artigo, métodos de compensação são propostos para calcular o problema de fluxo de potência sujeito a incertezas associadas às impedâncias dos ramos, utilizando adaptações de técnicas já existentes na literatura. No estudo de fluxo de potência tradicional, os parâmetros do sistema elétrico de potência são geralmente tratados como quantidades determinísticas. Entretanto, os dados do sistema podem apresentar incertezas associadas à medição ou à variação ao longo do tempo. As simulações são desenvolvidas em Matlab, utilizando os sistemas-testes brasileiros de 33 e 107 barras. E os resultados dos métodos propostos são comparados com o método de Monte Carlo, a fim de validação.

Palavras-chave— Fluxo de Potência Intervalar, Incertezas, Método de Montagem da Matriz Impedância de Barras, Teorema da Compensação, Métodos de Compensação

1 Introdução

A análise de fluxo de potência permite determinar corrente e tensão em estado estacionário de um sistema elétrico de potência. Por isso, é uma ferramenta fundamental e amplamente utilizada em engenharia de energia, como no controle de tensão. No estudo de fluxo de potência tradicional, os parâmetros do sistema elétrico de potência são geralmente tratados como quantidades determinísticas. Esta abordagem fornece a solução para um único estado do sistema. Entretanto, os dados do sistema podem apresentar erros de medição. E, além disso, a operação do sistema elétrico é dinâmica, estando submetida a diversas variações ao longo do tempo. Portanto, a consideração de incertezas nos dados de entrada é de extrema importância na análise de fluxo de potência dos sistemas elétricos.

Para resolver o fluxo de potência considerando as variáveis de entrada com uma margem de incerteza, portanto, variáveis intervalares, algoritmos são propostos incorporando a incerteza dos dados à análise de fluxo de potência. As metodologias convencionais disponíveis na literatura propõem o uso de métodos probabilísticos, considerando a variabilidade e a natureza estocástica dos dados de entrada (Chen, Chen e Bak-Jensen, 2008). Em particular, os métodos de propagação de incerteza baseados em amostragem exigem inúmeras simulações para avaliar diferentes combinações possíveis dos valores de entrada, como o método de Monte Carlo (Rubinstein e Kroese, 2016). Uma vez que o número de simulações

é bastante alto, os recursos computacionais necessários para esses tipos de estudos podem ser significativamente custosos.

Publicações recentes na área de estudo de fluxo de potência considerando incertezas nos dados merecem destaque. Vaccaro, Canizares e Villacci (2010) apresentam uma metodologia baseada em aritmética *affine* para análise de um fluxo de potência confiável na presença de incerteza de dados, isto é, um modelo de análise numérica auto-validada em que as quantidades de interesse são representadas como combinações afins de variáveis primitivas que representam as incertezas dos dados. Pereira, da Costa e Rosa (2012) abordam uma aritmética intervalar para análise de fluxo de potência por injeção de corrente sob incertezas nos dados de carga e linha, utilizando o método de Krawczyk para a solução do sistema de equações não lineares intervalares. O método de Krawczyk também é usado por Pereira e da Costa (2014), que apresentam uma análise intervalar aplicada ao ponto de máximo carregamento de sistemas de energia elétrica considerando incertezas de dados de carga. Pereira e da Costa (2016) abordam um processo de inicialização a ser utilizado no fluxo de potência intervalar por injeção de corrente no ponto de máximo carregamento considerando incertezas nos dados de carga e linha. Vaccaro e Canizares (2017) propõem uma estrutura baseada em aritmética *affine* para estudos de fluxo de potência convencional e ótimo considerando incertezas nos dados. Zhang et al. (2017) apresentam um método misto de análise de fluxo de potência intervalar, sob coordenadas retangulares e polares, baseado em aritmética *affine*.

Em relação a energias renováveis, podem-se destacar as seguintes publicações. Gupta e Daratha (2017) expõem um fluxo de potência probabilístico trifásico para sistema de transmissão com base no método de estimativa de pontos, juntamente com o modelo de gerador de indução não desequilibrado de três fases, para parque eólico. Vidović e Sarić (2017) apresentam um algoritmo baseado em intervalos correlacionados para cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição, considerando operações intervalares não conservativas e incertezas de geração renovável. Lujano-Rojas, Osório e Catalão (2016) propõem um método probabilístico para resolver problemas de despacho econômico e compromisso de unidade incorporando incerteza devido à integração de energia renovável. Wang et al. (2018) apresentam um modelo de fluxo de potência harmônico trifásico baseado em aritmética complexa *affine* para rastrear as contribuições harmônicas de gerações distribuídas individuais em sistemas de distribuição.

O principal objetivo deste trabalho é adaptar métodos que já existem na literatura, porém, não para este fim, para calcular o problema de fluxo de potência intervalar, sujeito a incertezas associadas às impedâncias dos ramos. Tais incertezas são introduzidas na forma de intervalos, fazendo com que as respostas em regime permanente, ou seja, tensões nas barras e correntes nas linhas, também sejam representadas por intervalos.

A simulação de Monte Carlo valida os desenvolvimentos apresentados. Todos os testes e simulações são desenvolvidos em Matlab, utilizando os sistemas-testes brasileiros de 33 e 107 barras.

2 Métodos Convencionais

Inicialmente é apresentado o método de montagem da matriz impedância de barras, Z_{bus} , descrito em (Stagg e El-Abiad, 1968) e (Grainger e Stevenson, 1994), e, em seguida, é apresentado o método de compensação de correntes, descrito em (Monticelli, 1983).

2.1 Modificação da Matriz Impedância de Barras

Stagg e El-Abiad (1968), assim como Grainger e Stevenson (1994), sugerem a montagem da matriz impedância de barras, Z_{bus} , diretamente dos valores das impedâncias do sistema elétrico, ao invés de recorrer à inversão da matriz admitância de barras, Y_{bus} , como é amplamente difundido em estudos de fluxo de potência atualmente.

De maneira análoga, quando se deseja inserir um ramo, é possível alterar a matriz impedância de barras já existente. Esta técnica está descrita a seguir.

Conforme ilustrado pela Figura 1, a técnica utilizada para a inserção de um ramo $k - m$, de acordo

com (Stagg e El-Abiad, 1968), consiste em inserir uma fonte de tensão V_{xm} em série com o novo ramo.

Dessa forma, há o aparecimento de um nó fictício x , que é, posteriormente, eliminado por redução de *Kron*. No entanto, inicialmente, uma linha e uma coluna são acrescentadas à matriz Z_{bus} , como mostra a equação (1).

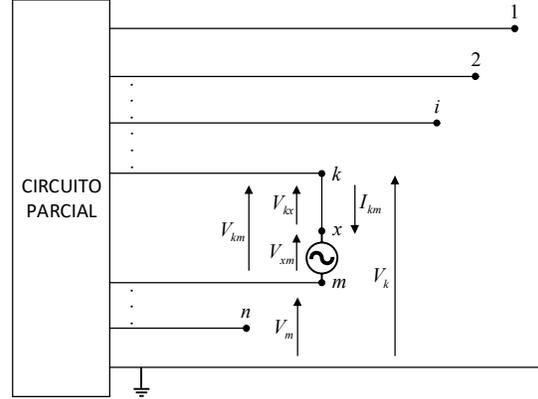


Figura 1. Estratégia para a adição de um ramo.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_n \\ V_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1i} & \cdots & Z_{1k} & \cdots & Z_{1n} & Z_{1x} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2i} & \cdots & Z_{2k} & \cdots & Z_{2n} & Z_{2x} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & \cdots & Z_{ii} & \cdots & Z_{ik} & \cdots & Z_{in} & Z_{ix} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{k1} & Z_{k2} & \cdots & Z_{ki} & \cdots & Z_{kk} & \cdots & Z_{kn} & Z_{kx} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{ni} & \cdots & Z_{nk} & \cdots & Z_{nn} & Z_{nx} \\ Z_{x1} & Z_{x2} & \cdots & Z_{xi} & \cdots & Z_{xk} & \cdots & Z_{xn} & Z_{xx} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_k \\ \vdots \\ I_n \\ I_x \end{bmatrix} \quad (1)$$

A linha e coluna adicionais são obtidas tomando-se o nó fictício x como referência, pois, como a fonte de tensão é fictícia, a imposição da tensão $V_{xm} = 0$ simplifica a implementação.

Sendo o circuito constituído por elementos passivos, então $Z_{xi} = Z_{ix}$ para todo $i = 1, 2, \dots, n$ e $i \neq x$. Então, da Figura 1:

$$V_{xm} = V_k - V_m - V_{kx} \quad (2)$$

A equação (2) é genérica e válida para qualquer valor de corrente I_{km} . Por questão de simplicidade, portanto, seja $I_{km} = 0$.

O ramo $k - x$ pode estar acoplado magneticamente com um ou mais elementos do circuito parcial. Para simplificar, sem, contudo, perder a generalidade, suponha-se que haja acoplamentos com os ramos genéricos $\alpha - \beta$ e $\gamma - \eta$, pertencentes ao circuito parcial, e que estes acoplamentos ocorrem com a mesma polaridade, ou seja, o sentido da corrente que flui em cada ramo que se acopla é o mesmo. Logo:

$$\begin{cases} V_{kx} = z_{kx}I_{kx} + z_{kx,\alpha\beta}I_{\alpha\beta} + z_{kx,\gamma\eta}I_{\gamma\eta} \\ V_{\alpha\beta} = z_{\alpha\beta,kx}I_{kx} + z_{\alpha\beta}I_{\alpha\beta} + z_{\alpha\beta,\gamma\eta}I_{\gamma\eta} \\ V_{\gamma\eta} = z_{\gamma\eta,kx}I_{kx} + z_{\gamma\eta,\alpha\beta}I_{\alpha\beta} + z_{\gamma\eta}I_{\gamma\eta} \end{cases} \quad (3)$$

$$Z_{xi} = Z_{ki} - Z_{mi} + \frac{\begin{bmatrix} y_{km,\alpha\beta} & y_{km,\gamma\eta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Z_{\alpha i} - Z_{\beta i} \\ Z_{\gamma i} - Z_{\eta i} \end{bmatrix}}{y_{km}} \quad (9)$$

Em termos de admitâncias e na forma matricial, a equação (3) pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} I_{kx} \\ I_{\alpha\beta} \\ I_{\gamma\eta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{kx} & y_{kx,\alpha\beta} & y_{kx,\gamma\eta} \\ y_{\alpha\beta,kx} & y_{\alpha\beta} & y_{\alpha\beta,\gamma\eta} \\ y_{\gamma\eta,kx} & y_{\gamma\eta,\alpha\beta} & y_{\gamma\eta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{kx} \\ V_{\alpha\beta} \\ V_{\gamma\eta} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Então, se $I_{km} = I_{kx} = 0$, de (4):

$$y_{kx}V_{kx} + y_{kx,\alpha\beta}V_{\alpha\beta} + y_{kx,\gamma\eta}V_{\gamma\eta} = 0 \quad (5)$$

Manipulando a equação (5):

$$V_{kx} = \frac{-y_{kx,\alpha\beta}V_{\alpha\beta} - y_{kx,\gamma\eta}V_{\gamma\eta}}{y_{kx}} \quad (6)$$

Reescrevendo em notação matricial:

$$V_{kx} = -\frac{\begin{bmatrix} y_{kx,\alpha\beta} & y_{kx,\gamma\eta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{\alpha} - V_{\beta} \\ V_{\gamma} - V_{\eta} \end{bmatrix}}{y_{kx}} \quad (7)$$

Uma vez que $V_{xm} = 0$, então $y_{kx,\alpha\beta} = y_{km,\alpha\beta}$ e $y_{kx,\gamma\eta} = y_{km,\gamma\eta}$ e a equação (7) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$V_{kx} = -\frac{\begin{bmatrix} y_{km,\alpha\beta} & y_{km,\gamma\eta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{\alpha} - V_{\beta} \\ V_{\gamma} - V_{\eta} \end{bmatrix}}{y_{km}} \quad (8)$$

Com o objetivo de calcular as impedâncias referentes à barra x da matriz Z_{bus} da equação (1), ou seja, Z_{xi} e Z_{ix} , uma corrente de 1 p.u. é injetada em uma barra genérica i e todas as correntes injetadas em outras barras são consideradas nulas. Portanto, $V_k = Z_{ki}$, $V_{xm} = Z_{xi}$, $V_{\alpha} = Z_{\alpha i}$, $V_{\beta} = Z_{\beta i}$, $V_{\gamma} = Z_{\gamma i}$, $V_{\eta} = Z_{\eta i}$.

A substituição de (8) em (2) com a imposição das tensões feitas resulta na expressão para o cálculo dos elementos Z_{xi} da nova matriz Z_{bus} aumentada:

para todo $i = 1, 2, \dots, n$ e $i \neq x$.

Da mesma forma, para calcular o elemento Z_{xx} da matriz Z_{bus} da equação (1), uma corrente de 1 p.u. é injetada na barra x e todas as correntes injetadas nas outras barras são consideradas nulas. Então, $V_k = Z_{kx}$, $V_m = Z_{mx}$, $V_{\alpha} = Z_{\alpha x}$, $V_{\beta} = Z_{\beta x}$, $V_{\gamma} = Z_{\gamma x}$, $V_{\eta} = Z_{\eta x}$. Além disso, da Figura 1:

$$I_{km} = -I_{kx} = -1 \quad (10)$$

Substituindo-se (10) em (4):

$$y_{kx}V_{kx} + y_{kx,\alpha\beta}V_{\alpha\beta} + y_{kx,\gamma\eta}V_{\gamma\eta} = -1 \quad (11)$$

Manipulando a equação (11):

$$V_{kx} = \frac{-1 - y_{km,\alpha\beta}V_{\alpha\beta} - y_{km,\gamma\eta}V_{\gamma\eta}}{y_{km}} \quad (12)$$

Reescrevendo em notação matricial:

$$V_{kx} = -\frac{1 + \begin{bmatrix} y_{km,\alpha\beta} & y_{km,\gamma\eta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{\alpha} - V_{\beta} \\ V_{\gamma} - V_{\eta} \end{bmatrix}}{y_{km}} \quad (13)$$

A substituição (13) em (2) com a imposição das tensões feitas resulta na expressão para o cálculo do elemento Z_{xx} da nova matriz Z_{bus} aumentada:

$$Z_{xx} = Z_{kx} - Z_{mx} + \frac{1 + \begin{bmatrix} y_{km,\alpha\beta} & y_{km,\gamma\eta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Z_{\alpha x} - Z_{\beta x} \\ Z_{\gamma x} - Z_{\eta x} \end{bmatrix}}{y_{km}} \quad (14)$$

Caso não haja acoplamento mútuo entre o elemento a ser inserido e os elementos do circuito parcial, as equações (9) e (14) podem ser simplificadas como segue:

$$Z_{xi} = Z_{ki} - Z_{mi} \quad (15)$$

para todo $i = 1, 2, \dots, n$ e $i \neq x$ e

$$Z_{xx} = Z_{kx} - Z_{mx} + z_{km} \quad (16)$$

2.2 Teorema da Compensação

Segundo o Teorema da Compensação (Monticelli, 1983), a alteração na admitância de um ramo tem o mesmo efeito que a ligação de uma fonte de corrente de intensidade conveniente entre os nós terminais da admitância. Seja uma rede inicial, de n barras, dada pela equação (17).

$$I_0 = Y_0 \cdot V_0 \quad (17)$$

em que I_0 , Y_0 e V_0 são, respectivamente, vetor de correntes injetadas nas barras, matriz admitância de barras e vetor de tensões nodais do caso base. Após uma alteração da impedância entre os ramos $k - m$, o modelo do sistema passa a ser dado por (18).

$$I = (Y_0 + \Delta Y) \cdot V \quad (18)$$

em que I e V são, respectivamente, vetores de correntes injetadas e de tensões nodais após a alteração.

Por definição:

$$\Delta Y = MDM^t \quad (19)$$

em que D é uma matriz diagonal contendo as m impedâncias inseridas; e M é a matriz incidência, cujos elementos são iguais a 1 nas barras k , -1 nas barras m e 0 nas demais barras e cuja dimensão é $n \times m$.

Substituindo (19) em (18) e considerando $I = I_0$:

$$V = (Y_0 + MDM^t)^{-1} \cdot I_0 \quad (20)$$

Utilizando o *Lema da Matriz Inversa*:

$$(Y_0 + MDM^t)^{-1} = Y_0^{-1} - Y_0^{-1} \cdot M \cdot C \cdot M^t \cdot Y_0^{-1} \quad (21)$$

em que, por definição:

$$C = (D + M^t \cdot Y_0 \cdot M)^{-1} \quad (22)$$

Substituindo (21) em (20):

$$V = (Y_0^{-1} - Y_0^{-1} \cdot M \cdot C \cdot M^t \cdot Y_0^{-1}) \cdot I_0 \quad (23)$$

Portanto, de (23), as tensões intervalares são calculadas como segue:

$$V = Z_0 [(I_d - M \cdot C \cdot M^t \cdot Z_0) I_0] \quad (24)$$

em que I_d é a matriz Identidade de ordem $n \times n$.

Finalmente, o vetor de correntes compensadas é dado por:

$$I_{comp} = (I_d - M \cdot C \cdot M^t \cdot Z_0) I_0 \quad (25)$$

3 Métodos de Compensação

Os métodos apresentados devem ser adaptados para a análise aproximada do fluxo de potência sujeito a incertezas associadas às impedâncias dos ramos. As técnicas adaptadas são descritas a seguir. O método de Monte Carlo está apresentado posteriormente. Ao final desses métodos, o menor e o maior valor das variáveis de saída, módulo e ângulo de fase das tensões nas barras, definem os resultados intervalares.

3.1 Compensação da Matriz Impedância de Barras (CMIB)

O algoritmo do método da Compensação da Matriz Impedância de Barras (CMIB) está descrito a seguir.

1º passo: executar o fluxo de potência para o caso base.

2º passo: definir os ramos sujeitos à incerteza.

3º passo: definir o valor das incertezas.

4º passo: calcular a impedância z_{km} dos ramos a serem inseridos em paralelo com os ramos do 3º passo, para os valores mínimos e máximos das impedâncias intervalares, através da equação (26).

$$z_{km} = \frac{1}{\frac{1}{z_{\min \text{ ou } \max}} - \frac{1}{z_{km, \det}}} \quad (26)$$

em que z_{km} é a impedância do ramo inserido, $z_{\min \text{ ou } \max}$ é o valor limite mínimo ou máximo do intervalo e o $z_{km, \det}$ é o valor determinístico da impedância do ramo em análise.

5º passo: recalculer os elementos da matriz Z_{bus} aumentada através das equações (9) e (14). Ou, caso não haja acoplamento magnético, (15) e (16).

6º passo: eliminar, por redução de *Kron*, a linha e a coluna adicionadas, referentes ao nó fictício x . Para isto, basta resolver o sistema de equações indicado em (27).

$$\begin{cases} Z_{bus} I_{bus} + Z_{ix} I_x = V_{bus} \\ Z_{xi} I_{bus} + Z_{xx} I_x = 0 \end{cases} \quad (27)$$

7º passo: calcular as tensões intervalares multiplicando a matriz Z_{bus} modificada pelo vetor de correntes obtidas pelo fluxo de potência do caso base.

3.2 Compensação de Correntes (CCOR)

O algoritmo do método da Compensação de Correntes (CCOR) está descrito a seguir.

1º ao 4º passo: idênticos ao CMIB.

5º passo: calcular o vetor de correntes compensadas através da equação (25).

6º passo: calcular as tensões intervalares multiplicando a matriz Z_{bus} do caso base pelo vetor de correntes obtidas no passo anterior, conforme equação (24).

3.3 Monte Carlo (MC)

A simulação de Monte Carlo (MC) consiste em gerar aleatoriamente amostras das variáveis de entrada e, em seguida, resolver o problema de fluxo de potência determinístico para cada amostra. Portanto, quanto mais amostras, mais exato é o resultado.

4 Resultados e Discussão

Os métodos apresentados são desenvolvidos em Matlab e simulados com os dados dos sistemas-testes brasileiros de 33 e 107 barras. Os dados são extraídos de (Alves, 2007). Os resultados encontrados através dos métodos propostos são comparados com os resultados da simulação de MC, com 5000 amostras aleatórias, a fim de validação.

4.1 Sistema-Teste Brasileiro de 33 Barras

O sistema-teste brasileiro de 33 barras, também denominado de sistema Sul, foi elaborado a partir de dados da malha de 500 kV da região Sul do Brasil, acoplado com um trecho em 230 kV, formando um anel.

As tensões, em módulo e ângulo de fase, obtidas através do fluxo de potência determinístico estão apresentadas no gráfico da Figura 2.

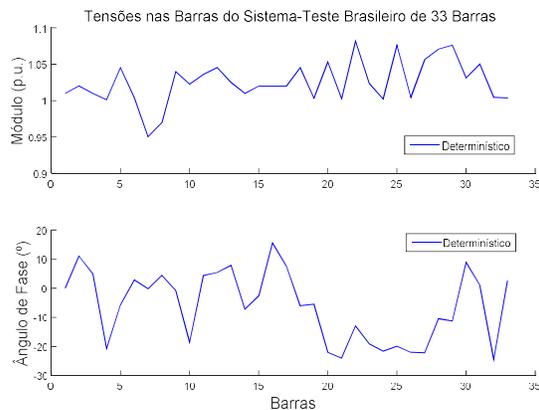


Figura 2. Fluxo de potência determinístico.

As tensões, em módulo e ângulo de fase, encontradas através dos métodos propostos para o fluxo de

potência, considerando incertezas associadas às impedâncias dos ramos, estão apresentadas a seguir.

Os resultados das Figuras 3 e 4 são obtidos, respectivamente, considerando incertezas de $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$ em apenas um ramo (20-22).

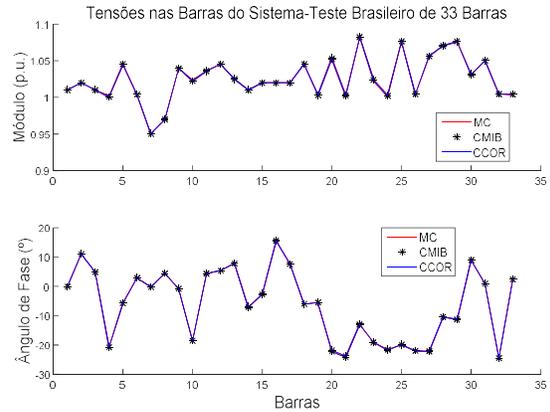


Figura 3. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 5\%$ em um ramo.

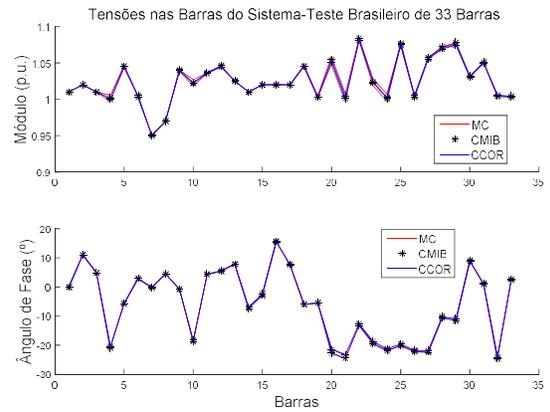


Figura 4. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 15\%$ em um ramo.

Os resultados das Figuras 5 e 6 são obtidos, respectivamente, considerando incertezas de $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$ em 10 ramos (5-18, 6-33, 11-12, 18-22, 20-22, 22-25, 26-25, 28-29, 31-12, 33-11).

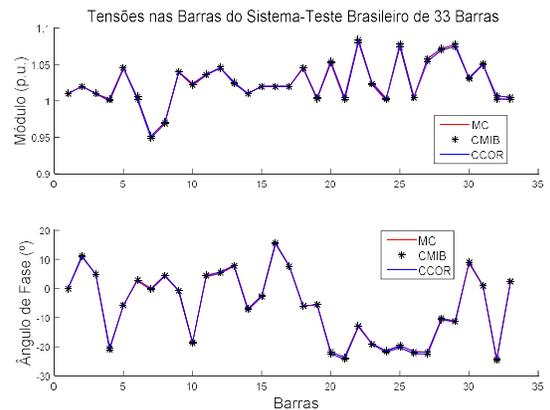


Figura 5. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 5\%$ em 10 ramos.

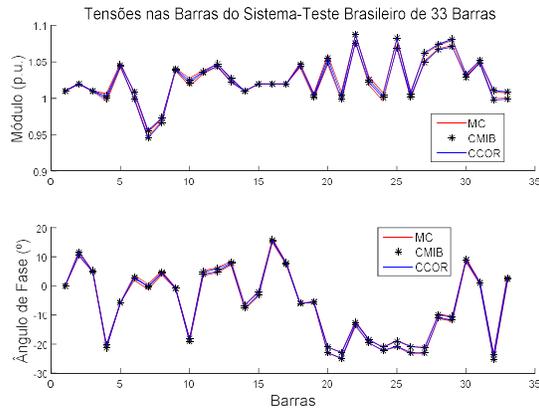


Figura 6. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 15\%$ em 10 ramos.

Os resultados das Figuras 7 e 8 são obtidos, respectivamente, considerando incertezas de $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$ em todos os 50 ramos do sistema.

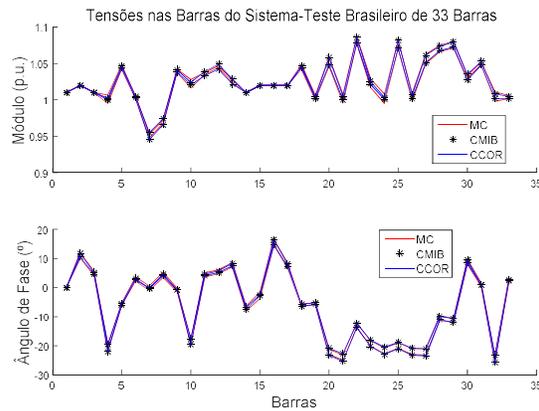


Figura 7. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 5\%$ em todos os ramos.

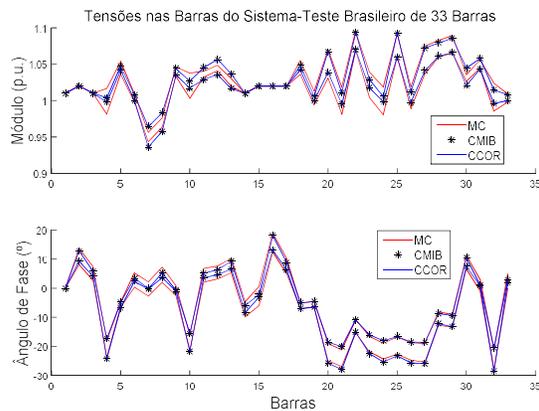


Figura 8. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 15\%$ em todos os ramos.

4.2 Sistema-Teste Brasileiro de 107 Barras

O sistema-teste brasileiro de 107 barras compreende os sistemas Sul, Sudeste e Mato Grosso.

As tensões, em módulo e ângulo de fase, obtidas através do fluxo de potência determinístico estão apresentadas no gráfico da Figura 9. As tensões de

algumas barras não são mostradas devido ao grande número de barras deste sistema.

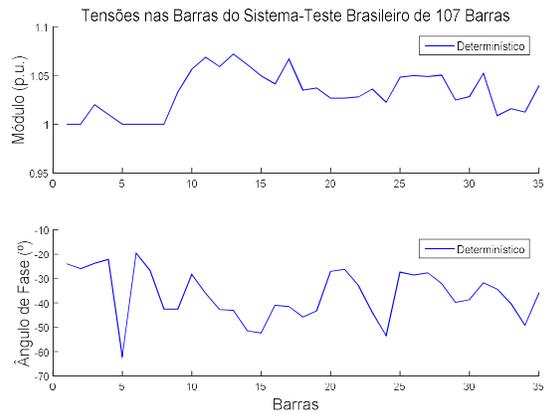


Figura 9. Fluxo de potência determinístico.

As tensões, em módulo e ângulo de fase, encontradas através dos métodos propostos para o fluxo de potência, considerando incertezas associadas às impedâncias dos ramos, estão apresentadas a seguir.

Os resultados das Figuras 10 e 11 são obtidos, respectivamente, considerando incertezas de $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$ em apenas um ramo (54-61).

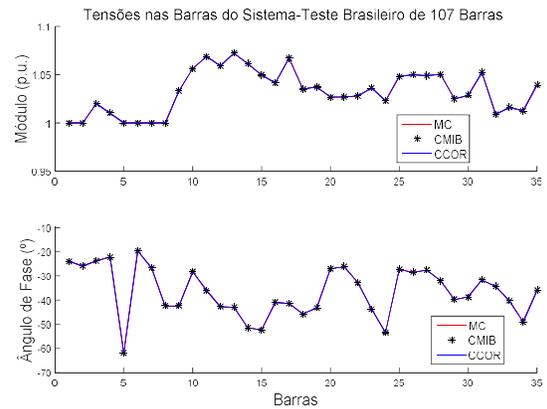


Figura 10. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 5\%$ em um ramo.

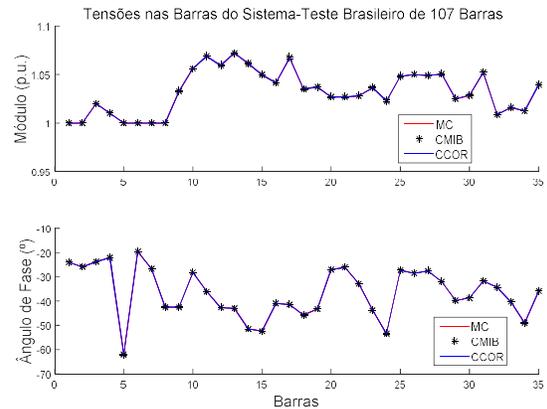


Figura 11. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 15\%$ em um ramo.

Os resultados das Figuras 12 e 13 são obtidos, respectivamente, considerando incertezas de $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$ em 17 ramos (11-12, 15-24, 21-47, 25-3, 29-36, 33-30, 43-38, 47-41, 57-58, 61-17, 70-82, 75-56, 79-76, 84-78, 90-102, 97-99, 107-93).

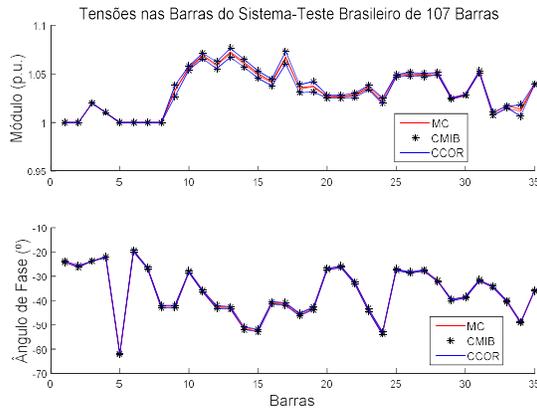


Figura 12. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 5\%$ em 17 ramos.

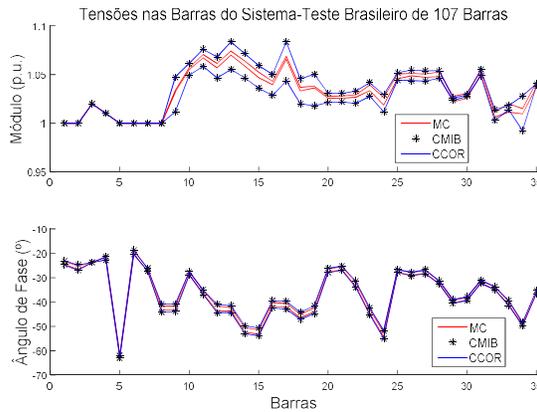


Figura 13. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 15\%$ em 17 ramos.

Os resultados das Figuras 14 e 15 são obtidos, respectivamente, considerando incertezas de $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$ em todos os 171 ramos do sistema.

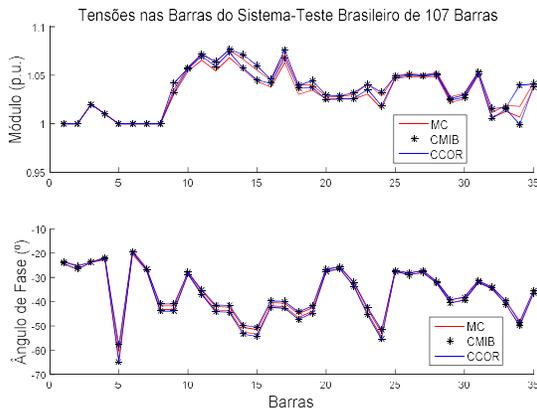


Figura 14. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 5\%$ em todos os ramos.

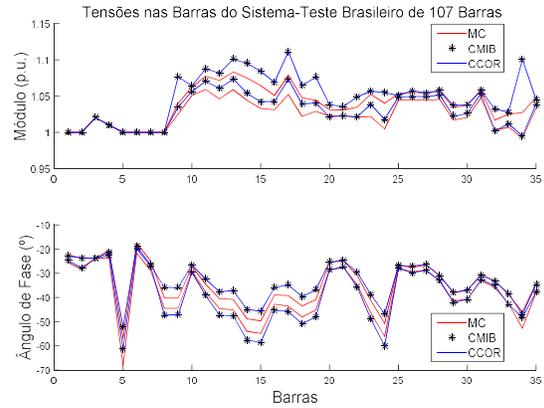


Figura 15. Fluxo de potência intervalar via Monte Carlo x Métodos de Compensação para incerteza de $\pm 15\%$ em todos os ramos.

4.3 Comentários

Dos resultados obtidos, é possível observar que, apesar da realização de cálculos distintos para os dois métodos em estudo, eles apresentam resultados idênticos. É possível observar, também, que a grande maioria dos intervalos gerados pelos métodos CMIB e CCOR contempla os respectivos intervalos gerados pela simulação de MC.

Das Figuras de 3 a 7 e de 10 a 14, para um ramo sujeito a pequenas ou grandes incertezas ou para alguns ramos sujeitos a pequenas ou grandes incertezas, observa-se que os métodos em estudo apresentam ótimo desempenho comparativamente ao método MC, já que a grande maioria dos intervalos gerados pelos métodos CMIB e CCOR contempla os respectivos intervalos gerados pela simulação de MC. Aqueles que não abrangem, integralmente, os intervalos gerados através da simulação de MC são, praticamente, coincidentes.

Das Figuras 8 e 15, para grandes incertezas em todos os ramos, observa-se que alguns dos intervalos gerados pelos métodos propostos não abrangem integralmente aqueles gerados via simulação de MC, como o módulo da tensão nas barras 4, 10, 23 e 24 e o ângulo de fase nas barras 6, 7, 8 e 15 do sistema de 33 barras e o módulo da tensão nas barras de 9 a 29 e o ângulo de fase na barra 5 do sistema de 107 barras. Contudo, grande parte dos intervalos gerados ainda é satisfatória.

Conclusão

Este artigo propõe a adaptação de técnicas já existentes na literatura para a análise de fluxo de potência sujeito a incertezas nas impedâncias dos ramos. As técnicas utilizadas como base são o método de montagem direta da matriz impedância de barras e o Teorema da Compensação, utilizado na análise de sensibilidade. Os resultados foram comparados com resultados da simulação de MC, a fim de validação da proposta.

A partir dos resultados é possível concluir que os métodos CMIB e CCOR apresentam resultados idênticos e, em geral, apresentam desempenho satisfatório na determinação das tensões nodais, pois os intervalos de tensões geradas estão em concordância com os respectivos intervalos gerados pelo método MC, para a grande maioria dos casos estudados.

Os autores esperam que o trabalho possa ser considerado como uma ferramenta útil na análise de fluxo de potência intervalar, sujeito a incertezas, auxiliando, de forma rápida e eficiente, tomadas de decisões.

Agradecimentos

Agradecimento à Capes e ao CNPq.

Referências Bibliográficas

- Alves, W. F. (2007) Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência. Niterói, RJ.
- Chen, P., Chen, Z. e Bak-Jensen, B. (2008). Probabilistic load flow: A review. IEEE Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, pp.1586-1591.
- Grainger, J. J., Stevenson, W. D. (1994). Power system analysis. New York: McGraw-Hill.
- Gupta, N. e Daratha, N. (2017). Probabilistic three-phase load flow for unbalanced electrical systems with wind farms. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 87, pp.154-165.
- Lujano-Rojas, J., Osório, G. and Catalão, J. (2016). New probabilistic method for solving economic dispatch and unit commitment problems incorporating uncertainty due to renewable energy integration. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 78(1), pp.61-71.
- Monticelli, A. (1983). Fluxo de carga em redes de energia elétrica. São Paulo: Edgard Blücher.
- Pereira, L. e da Costa, V. (2016). An efficient starting process for calculating interval power flow solutions at maximum loading point under load and line data uncertainties. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 80(1), pp.91-95.
- Pereira, L. e da Costa, V. (2014). Interval analysis applied to the maximum loading point of electric power systems considering load data uncertainties. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 43(1), pp.334-340.
- Pereira, L., da Costa, V. e Rosa, A. (2012). Interval arithmetic in current injection power flow analysis. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 60(1), pp.1106-1113.
- Rubinstein, R. Y., Kroese, D. P. (2016). Simulation and the Monte Carlo Method. John Wiley & Sons.
- Stagg, G. W. e El-Abiad, A. H. (1968). Computer methods in power system analysis. McGraw-Hill.
- Vaccaro, A. e Canizares, C. (2017). An Affine Arithmetic-Based Framework for Uncertain Power Flow and Optimal Power Flow Studies. IEEE Transactions on Power Systems, 32(1), pp.274-288.
- Vaccaro, A., Canizares, C. e Villacci, D. (2010). An Affine Arithmetic-Based Methodology for Reliable Power Flow Analysis in the Presence of Data Uncertainty. IEEE Transactions on Power Systems, 25(2), pp.624-632.
- Vidović, P. e Sarić, A. (2017). A novel correlated intervals-based algorithm for distribution power flow calculation. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 90(1), pp.245-255.
- Wang, S., Liu, X., Wang, K., Wu, L. e Zhang, Y. (2018). Tracing harmonic contributions of multiple distributed generations in distribution systems with uncertainty. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 95(1), pp.585-591.
- Zhang, C., Chen, H., Ngan, H., Yang, P. e Hua, D. (2017). A Mixed Interval Power Flow Analysis under Rectangular and Polar Coordinate System. IEEE Transactions on Power Systems, 32(2), pp.1422-1429.