

O Efeito Droop na análise de fluxo de potência em microrredes isoladas

Iasmim A. Almeida*. Osvaldo R. Saavedra*. Denisson Q. Oliveira*.

*Electrical Energy Institute, Federal University of Maranhão, São Luís, Brazil
(e-mails: almeidaiasmimtt@gmail.com, o.saavedra@ieee.org, dq.oliveira@ufma.br)

Abstract: This paper presents a critical analysis about influence of droop effect modelling in load flow solution in islanded microgrids. First, a brief introduction about load flow problem in islanded microgrids is presented. Next, two case studies in test systems of 6 and 38-bus are performed to compare and analyze differences between the solutions obtained when droop effect is modeled or not. For such analyzes, it was used the load flow calculation methods, Newton-Raphson (NR) and Modified Newton Raphson (MNR).

Resumo: Este artigo apresenta uma análise crítica da influência de modelagem do efeito *droop* na solução do fluxo de carga de microrredes isoladas. Inicialmente, é apresentada uma breve introdução do problema do fluxo de carga em microrredes isoladas e, posteriormente, são realizados dois estudos de casos em sistemas-testes de 6 e 38 barramentos; a fim de comparar e analisar as diferenças entre as soluções obtidas quando modela-se, ou não, o efeito *droop*. Para tais análises, fez-se uso dos métodos de cálculo de fluxo de carga *Newton-Raphson* (NR) e *Modified Newton Raphson* (MNR).

Keywords: load flow; islanded microgrids; droop control; distributed generation; load modeling.

Palavras-chaves: fluxo de carga; microrredes isoladas; controle *droop*; geração distribuída; modelagem de carga.

1. INTRODUÇÃO

O fluxo de carga (FC) visa conhecer o estado estático de uma rede elétrica, ou em outras palavras, seu ponto de operação: as tensões complexas e injeções nodais de potência em todos os barramentos, variáveis de interesse primário; além de variáveis secundárias, como fluxos de potência nos ramos e perdas elétricas. Isto é feito resolvendo um conjunto de equações e inequações algébricas, que descrevem o comportamento em regime permanente da rede de interesse, através de métodos iterativos cuja solução a cada iteração deve convergir para seu estado (Monticelli, 1983). Assim, o FC é uma ferramenta essencial para a análise de redes elétricas e é aplicado, por exemplo, em estudos de estabilidade, planejamento, expansão e operação (Stott, 1974), (Bhowmik, et al., 2011).

Em geral, em redes de transmissão, redes de distribuição, ou mesmo em microrredes conectadas a uma rede principal; os métodos tradicionais para cálculo do FC, tais como, o Método de Newton-Raphson (NR) proposto por (Tinney & Hart, 1967) e os Métodos conhecidos como Desacoplados apresentados em (Stott & Alsac, 1974), (Amerongen, 1989) e (Monticelli, et al., 1990), possuem características de desempenho satisfatórias.

Entretanto, no caso particular de microrredes operando em modo isolado, os mesmos enfrentam limitações, uma vez que esses algoritmos partem do pressuposto de que há a presença de barramento *slack* na rede e de que a frequência elétrica desta é constante: características não atendidas por microrredes isoladas.

Explicando melhor: é essencial para estes métodos que a rede apresente um barramento de referência, ou seja, uma barra conectada a uma unidade geradora (UG) que fecha os balanços de potência do sistema. Por este fato, a UG de referência precisa ter capacidade de geração variável e em uma ampla faixa de valores, de modo a estar apta a realizar desde pequenos despachos até despachos muito superiores às outras UGs conectadas à mesma rede.

Uma microrrede pode ser entendida como uma rede elétrica formada por cargas e recursos energéticos distribuídos, tais como, gerações distribuídas (GDs) e sistemas de armazenamento, que estão localizados juntos ou geograficamente muito próximos entre si. Microrredes podem operar tanto conectadas a uma Rede Principal quanto de forma isolada, ou seja, completamente autônomas do ponto de vista de geração e controle (Lasseter, 2002) e (Katiraei & Iravani, 2006).

Em uma microrrede conectada, o barramento que a interliga com a rede principal é modelado no FC como referência do sistema, assim é a rede principal que fecha o balanço de potência da microrrede e mantém a frequência em valores fixos e preestabelecidos.

Já no caso de microrredes em operação ilhada, há a perda desta referência, e assim frequência e tensões da microrrede são controladas em sua totalidade pelos próprios dispositivos pertencentes a esta. Normalmente, este controle é feito através de uma estratégia conhecida como Controle *Droop* de Geração, baseado no compartilhamento de carga entre as GDs. Neste tipo de controle, a frequência da rede bem como as

tensões nos barramentos de geração são variáveis e diretamente relacionados ao nível de geração solicitado a cada GD da microrrede, de modo que as relações de proporcionalidade entre potência/frequência e potência/tensão são definidas através das características próprias de cada GD singularmente. Em alguns casos, existe a possibilidade de considerar a GD com maior capacidade de geração como o novo barramento de referência do sistema, entretanto esta aproximação nem sempre é aplicável, esclarecendo: na maior parte das microrredes isoladas, mesmo as maiores GDs não contam com capacidade de geração suficiente para garantir o fechamento do balanço de potência da rede e, deste modo, atuar como a referência do sistema (Abdelaziz, et al., 2013).

Um outro ponto é que os algoritmos de fluxo de carga tradicionais encontram o estado do sistema a partir da definição inicial de um valor fixo e conhecido da frequência de trabalho da rede e, portanto, as equações utilizadas para a modelagem desta nestes algoritmos não admitem que a frequência seja desconhecida ou mesmo que seja adicionada como uma variável adicional dentro do problema: note que desvios de frequência afetam as impedâncias dos componentes da rede, tais como, linhas e cargas e, por consequência, também afetam a matriz de admitância nodal da rede (Y_{BUS}) e a própria solução do FC.

Diante desta problemática, surgiram diversos estudos com intuito de solucionar o fluxo de carga de microrredes isoladas observando as características singulares destas e também a problemática citada. Dentro destes estudos, destaca-se o Método Newton Raphson Modificado apresentado por (Mumtaz, et al., 2016), no qual propõe a inserção de algumas modificações no algoritmo Newton-Raphson Tradicional, de modo a levar em consideração o efeito *droop* e a ausência de barramento de referência.

Neste trabalho, portanto, apresenta-se uma análise crítica da importância da modelagem do efeito *droop* na solução do fluxo de carga em microrredes isoladas. Esta análise considera a aplicação do Método Newton Raphson Modificado (MNR) proposto por (Mumtaz, et al., 2016) e do Método Newton-Raphson Tradicional (NR) proposto por (Tinney & Hart, 1967) em dois sistemas-testes: a rede de 6 barras proposta por (Abdelaziz, et al., 2013) e a rede de 38 barras proposta por (Singh, et al., 2007) e (Mumtaz, et al., 2016).

O restante deste artigo está organizado da seguinte forma: Na Seção 2, é apresentada toda a modelagem matemática que descreve problema. Na Seção 3, é descrito o procedimento realizado para gerar os dados analisados neste trabalho. A Seção 4 apresenta os resultados obtidos pelos algoritmos MNR e NR quando aplicados aos dois sistemas-testes citados. Na Seção 5, estes resultados são analisados.

2. EQUAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES

A seguir, são apresentadas as equações de modelagem do problema de fluxo de carga em microrredes isoladas, utilizadas neste estudo:

2.1 Modelo da Geração Distribuída

Conforme discutido na Seção 1, em redes com controle *droop* de geração, a potência ativa e reativa injetada por cada GD é modelada em função da frequência elétrica visualizada pela própria rede e das tensões nos barramentos. Neste estudo utilizou-se os modelos de controle *droop* $P-\omega$ e $Q-V$, calculados através de (1) e (2), cuja aplicação é indicada a GDs com impedância de saída expressivamente indutiva: característica aplicável à maior parte das GDs.

$$P_{G_k}(\omega) = \frac{1}{m_{P_k}}(\omega_o - \omega) \quad (1)$$

$$Q_{G_k}(V_k) = \frac{1}{n_{Q_k}}(|V_{k_o}| - |V_k|) \quad (2)$$

Em que: P_{G_k} e Q_{G_k} são as gerações nodais ativa e reativa, respectivamente, das GDs conectadas diretamente ao k -ésimo barramento; ω_o e ω são as frequências nominal e calculada da rede, respectivamente; V_{k_o} e V_k são, respectivamente, as magnitudes das tensões nominal e calculada do k -ésimo barramento e; m_{P_k} e n_{Q_k} são os coeficientes de ganho *droop* relativos aos modelos $P-\omega$ e $Q-V$, respectivamente.

2.2 Modelo da Carga

Em estudos de FC é comum considerar constante a potência absorvida pela carga. Entretanto, diversos estudos apontam a importância de atentar às variações nas demandas de potência das cargas quando as mesmas estão submetidas a condições não nominais (Singh, et al., 2007) .

Considerando esta premissa e o propósito deste artigo em avaliar o impacto do controle *droop* no FC de microrredes isoladas, nas análises realizadas neste trabalho, será adotado o modelo de cargas estático exponencial, apresentado em (3) e (4), que expressa as potências consumidas pelas cargas em função da magnitude das tensões e da frequência às quais estas estão submetidas.

$$P_{L_k}(\omega, \alpha, V_k) = P_{L_{k_o}} \left(\frac{|V_k|}{|V_{k_o}|} \right)^\alpha \left(1 + K_{pf}(\omega - \omega_o) \right) \quad (3)$$

$$Q_{L_k}(\omega, \beta, V_k) = Q_{L_{k_o}} \left(\frac{|V_k|}{|V_{k_o}|} \right)^\beta \left(1 + K_{qf}(\omega - \omega_o) \right) \quad (4)$$

Em que: P_{L_k} e Q_{L_k} são as potências ativas e reativas calculadas das cargas conectadas ao k -ésimo barramento, respectivamente; $P_{L_{k_o}}$ e $Q_{L_{k_o}}$ são as potências nominais ativas e reativas das cargas conectadas ao k -ésimo barramento, ou seja, as potências tomadas nas tensões e frequência nominais do sistema; os coeficientes K_{pf} e K_{qf} expressam a sensibilidade das potências ativas e reativas às variações na frequência da rede e; os expoentes α e β expressam a sensibilidade das potências ativas e reativas à tensão nodal.

Os valores adotados para os parâmetros α , β , K_{pf} e K_{qf} variam conforme o tipo e o modelo de carga adotado. Tipicamente, K_{pf} adota valores na faixa de 0 a 3, ao passo que K_{qf} , na faixa de -1 a 2 (Kundur, 1994). Da mesma forma, por exemplo, expoentes α e β iguais a 0 representam cargas modeladas como potência constante; iguais a 1, corrente constante e; iguais a 2, impedância constante. Em (IEEE, 1993) podem ser consultadas maiores informações acerca destes parâmetros bem como sobre os valores tipicamente adotados para os mesmos.

2.3 Matriz de Admitância Nodal - Y_{BUS}

Conforme discutido anteriormente, as variações de frequência impostas pelo efeito *droop* implicam também em variações nas impedâncias dos componentes ligados à rede. Consequentemente, a matriz de admitância nodal da rede também se torna dependente da frequência (Mumtaz, et al., 2016).

Esta dependência é expressa em (5) e (6):

$$Y_{BUS}(\omega) = \begin{bmatrix} Y_{11}(\omega) & \cdots & Y_{1N}(\omega) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1}(\omega) & \cdots & Y_{NN}(\omega) \end{bmatrix} \quad (5)$$

Em que:

$$Y_{kn}(\omega) = \begin{cases} -(R_{kn} + j \cdot \omega \cdot L_{kn})^{-1}, & \text{se } k \neq n \\ \sum_{k=1}^N (R_{kn} + j \cdot \omega \cdot L_{kn})^{-1}, & \text{se } k = n \end{cases} \quad (6)$$

Em (6): Y_{kn} é o elemento k - n da matriz de admitância nodal da microrrede; ω é a frequência calculada para a rede; R_{kn} e L_{kn} são, respectivamente, a resistência e indutância do ramo k - n , que liga a barra k à barra n ; N é o número total de barras da microrrede.

2.4 Injeções de Potências Nodais

As potências nodais injetadas nos barramentos são calculadas através de (7) e (8):

$$P_{calc_k} = |V_k| \sum_{n=1}^N Y_{kn} |V_n| \cos(\theta_k - \theta_n - \varphi_{kn}) \quad (7)$$

$$Q_{calc_k} = |V_k| \sum_{n=1}^N Y_{kn} |V_n| \sin(\theta_k - \theta_n - \varphi_{kn}) \quad (8)$$

Em que: P_{calc_k} e Q_{calc_k} são, respectivamente, as injeções calculadas de potência ativa e reativa no k -ésimo barramento. Y_{kn} é o elemento k - n da matriz de admitância nodal da microrrede; V_k e V_n são as tensões nodais calculadas dos barramentos k e n , respectivamente; θ_k e θ_n são os ângulos

calculados das tensões nodais dos barramentos k e n , respectivamente; φ_{kn} é o ângulo de Y_{kn} ; N é o número total de barras da microrrede.

2.5 Perdas de Potência

As perdas totais da microrredes são calculadas através de (9) e (10):

$$P_{loss} = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \sum_{n=1}^N \text{Re}(Y_{kn}(V_k^* \cdot V_n + V_n^* \cdot V_k)) \quad (9)$$

$$Q_{loss} = -\frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \sum_{n=1}^N \text{Im}(Y_{kn}(V_k^* \cdot V_n + V_n^* \cdot V_k)) \quad (10)$$

Em que: P_{loss} e Q_{loss} são, respectivamente, as perdas ativas e reativas totais da microrrede; Y_{kn} é o elemento k - n da matriz de admitância nodal da microrrede; V_k e V_n são as tensões nodais calculadas dos barramentos k e n , respectivamente; V_k^* e V_n^* são os conjugados das tensões nodais calculadas dos barramentos k e n , respectivamente e; N é o número total de barras da microrrede.

3. PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

Para analisar a influência da modelagem do efeito *droop* na solução do FC de microrredes isoladas, foram comparados os resultados alcançados através da utilização dos métodos MNR proposto por (Mumtaz, et al., 2016) e NR proposto por (Tinney & Hart, 1967) na solução do FC de duas microrredes isoladas com controle *droop*: uma rede mais simples de 6 barras proposta por (Abdelaziz, et al., 2013) e uma rede mais completa de 38 barras proposta por (Singh, et al., 2007) e (Mumtaz, et al., 2016). Foram desenvolvidos códigos computacionais para os dois métodos, utilizando a plataforma MATLAB. Simulações computacionais foram realizadas utilizando os sistemas-testes ilustrados na Fig. 1 e na Fig. 2.

Sabe-se que para solucionar o FC de um sistema através do Método NR é essencial especificar, no mínimo, os seguintes dados: Magnitudes das Tensões e Ângulos da Barra de Referência (Barra $V\theta$), Magnitudes das Tensões e Gerações Ativas nas Barras de Tensão Controlada (Barras PV), e Potências Ativas e Reativas conectadas às Barras de Carga (Barras PQ).

Entretanto, em microrredes isoladas; a princípio, estes dados nem sempre estão disponíveis, uma vez que dependem do ponto de operação destas. Por este motivo, nas simulações realizadas utilizando o Método NR, os valores especificados de tensão e potência ativa nas barras de geração foram definidos conforme as características inerentes do próprio sistema-teste.

É importante explicitar que neste estudo considera-se o sistema de 38 barras uma rede mais complexa, não só pela quantidade maior de barramentos, ramificações e GDs; mas também pela modelagem de suas cargas: O sistema de 6 barras apresenta apenas cargas do tipo Potência Constante ($\alpha=0$ e

$\beta=0$), ao passo que o sistema de 38 barras apresenta uma variedade muito superior de cargas; modeladas como Residenciais ($\alpha=0.92$ e $\beta=4.04$), Comerciais ($\alpha=1.51$ e $\beta=3.40$) e Industriais ($\alpha=0.18$ e $\beta=6.00$). Tais diferenças entre as redes citadas podem ser um parâmetro importante para avaliar quando é interessante recorrer a uma solução do fluxo de carga mais completa ou mais simples.

A seguir, são descritas mais detalhadamente as etapas de análise realizadas.

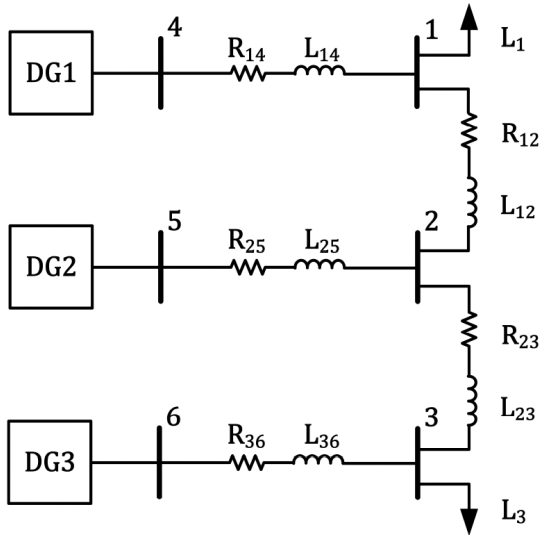


Fig. 1 Sistema de 6 Barras (Mumtaz, et al., 2016).

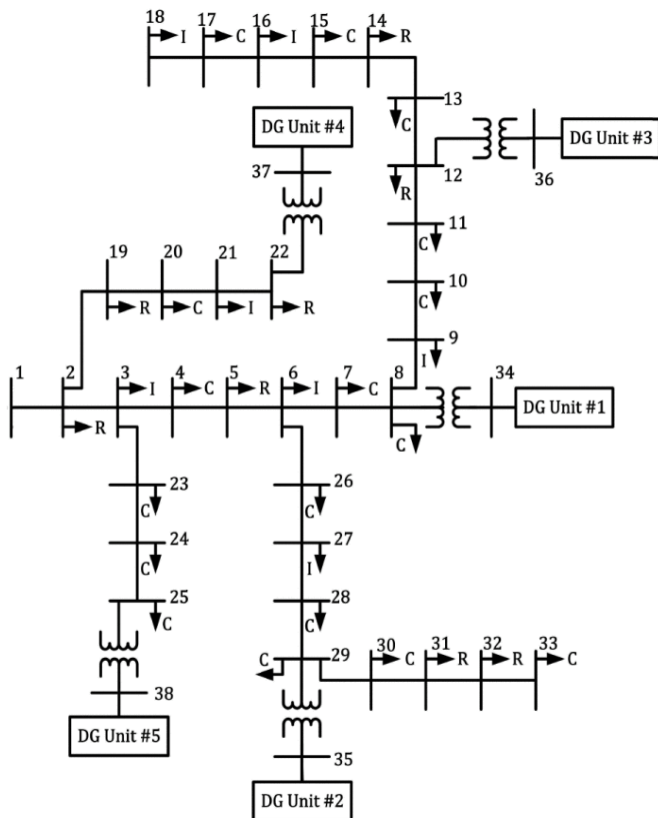


Fig. 2 Sistema de 38 Barras (Mumtaz, et al., 2016).

3.1 Algoritmo MNR

O primeiro passo realizado para a análise do FC das microrredes consistiu em calcular o estado destas através do algoritmo do Método MNR proposto por (Mumtaz, et al., 2016).

No Sistema de 6 barramentos, os dados referentes às impedâncias das linhas, cargas e parâmetros das GDs utilizados pelo algoritmo foram extraídos de (Abdelaziz, et al., 2013). Para modelagem das cargas, adotou-se $K_{pf} = 1$ e $K_{qf} = -1$.

No caso do Sistema de 38 barramentos, os dados referentes às impedâncias das linhas, barras e cargas utilizados nas simulações foram extraídos de (Singh, et al., 2007). Para modelagem das cargas, adotou-se $K_{pf} = 1$ e $K_{qf} = -1$. Nas GDs, adotou-se ganhos droop $m_{pk} = 3 \cdot 10^{-3}$ e $n_{qk} = 3 \cdot 10^{-2}$.

3.2 Algoritmo NR

Neste primeiro caso, para possibilitar as análises em frequência constante foram definidos os seguintes dados de entrada no algoritmo do Método NR:

Tipos de barramentos: Nos dois sistemas testes, as barras que não apresentavam GD foram definidas como barras PQ. Entre as barras com GD, a escolha da barra de referência se baseou na configuração que geraria menores perdas ativas ao sistema. Assim, para o sistema de 6 barramentos, foi escolhida a Barra 6 como referência e para o sistema de 38 barras, a Barra 36. As demais barras que apresentavam GD foram definidas com o tipo PV. As perdas calculadas em cada uma das configurações testadas estão apresentadas na Tabela 1 e na Tabela 2.

Tabela 1. Sistema de 6 barras - Perdas ativas totais em relação à escolha da barra de referência

Método	Perdas Ativas Totais (p.u)
MNR	0.281604
NR –Barra 4	0.291814
NR –Barra 5	0.290936
NR –Barra 6	0.274874

Tabela 2. Sistema de 38 barras - Perdas ativas totais em relação à escolha da barra de referência

Método	Perdas Ativas Totais (p.u)
MNR	0.052064
NR –Barra 34	0.059351
NR –Barra 35	0.059379
NR –Barra 36	0.059328
NR –Barra 37	0.059368
NR –Barra 38	0.059457

Matriz de Admitância Nodal: Y_{BUS} foi definida no algoritmo NR considerando a frequência de trabalho da rede igual à nominal, ou seja, $\omega = \omega_o$ em (5) e (6).

Tensões nodais das barras PVs e V θ : Foram definidas considerando que operam na tensão nominal, ou seja, 1 p.u. (valor por unidade).

Ângulo da tensão nodal da barra V θ : Como trata-se apenas de um valor de referência, para fins de comparação de resultados, adotou-se o mesmo valor calculado pela solução encontrada através do algoritmo MNR.

Cargas nas barras PQs: A carga foi calculada no algoritmo NR considerando a frequência de trabalho da rede igual à nominal, ou seja, $\omega = \omega_o$ em (3) e (4), o que equivale a utilizar (11) e (12):

$$P_{Lk}(\alpha, V_k, \omega = \omega_o) = P_{Lk_o} \left(\frac{|V_k|}{|V_{k_o}|} \right)^\alpha \quad (11)$$

$$Q_{Lk}(\beta, V_k, \omega = \omega_o) = Q_{Lk_o} \left(\frac{|V_k|}{|V_{k_o}|} \right)^\beta \quad (12)$$

Gerações ativas nas barras PVs: No sistema de 6 barramentos todas as GDs são idênticas (ou seja, apresentam mesmos ganhos *droop*, mesmos limites de geração, mesmas tensões nominais). A mesma premissa se aplica ao sistema de 38 barramentos. Assim, a especificação das Gerações Ativas foi

feita adotando um critério de divisão equitativa da carga total da rede, calculada conforme (13), em que: NG é o número de GDs do sistema

$$P_{Gk} = \left(\sum_{k=1}^N P_{Lk_o} \right) / NG \quad (13)$$

3.3 Cálculo dos erros entre as soluções

Para fins de comparação, uma vez solucionado o fluxo de carga pelos dois métodos, foram calculados os erros absolutos e relativos entre as soluções apontadas, tal como descrito em (14) e (15).

$$E_{abs.} = |S_{MNR} - S_{NR}| \quad (14)$$

$$E_{rel.}(\%) = 100 \cdot \left| \frac{S_{MNR} - S_{NR}}{S_{MNR}} \right| \quad (15)$$

Em que: $E_{abs.}$ é o erro absoluto, $E_{rel.}$ é o erro relativo, S_{MNR} é o estado calculado pelo Método Newton Raphson Modificado e S_{NR} é o estado calculado pelo Método Newton Raphson.

4. RESULTADOS

A Tabela 3 e a Tabela 4 apresentam os estados calculados pelos Métodos NR e MNR, para os sistemas-testes de 6 barras e 38 barras, respectivamente; bem como os erros entre as soluções encontradas.

Tabela 3. Sistema de 6 barras – Estado calculado

Barras	Tensões Nodais				Ângulos Nodais			
	MNR (p.u.)	NR (p.u.)	Erro absoluto (p.u.)	Erro relativo (%)	MNR (graus)	NR (graus)	Erro absoluto (graus)	Erro relativo (%)
1	0.956513	0.970744	1·10 ⁻²	1.4878	0	-0.138062	1·10 ⁻¹	-
2	0.970280	0.984486	1·10 ⁻²	1.4642	-0.561295	-0.530922	3·10 ⁻²	5.4113
3	0.961006	0.993589	3·10 ⁻²	3.3905	-2.870452	-2.815042	6·10 ⁻²	1.9304
4	0.986045	1.000000	1·10 ⁻²	1.4152	-0.089377	-0.332170	2·10 ⁻¹	271.6521
5	0.989277	1.000000	1·10 ⁻²	1.0839	-0.479837	-0.105163	4·10 ⁻¹	78.0835
6	0.966951	1.000000	3·10 ⁻²	3.4179	-3.068925	-3.068925	0	0
Sistema	Frequência				Perdas Ativas			
	MNR (p.u.)	NR (p.u.)	Erro absoluto (p.u.)	Erro relativo (%)	MNR (p.u.)	NR (p.u.)	Erro absoluto (p.u.)	Erro relativo (%)
	0.999040	1.000000	1·10 ⁻³	0.0961	0.281604	0.274874	7·10 ⁻³	2.3896

Tabela 4. Sistema de 38 barras – Estado calculado

Barra	Tensões Nodais				Ângulos Nodais			
	MNR (p.u)	NR (p.u)	Erro absoluto (p.u)	Erro relativo (%)	MNR (graus)	NR (graus)	Erro absoluto (graus)	Erro relativo (%)
1	0.973634	0.987205	1·10 ⁻²	1.3939	0.000000	-0.368050	4·10 ⁻¹	-
2	0.973634	0.987205	1·10 ⁻²	1.3939	0.000003	-0.368050	4·10 ⁻¹	1.4704·10 ⁷
3	0.972602	0.986458	1·10 ⁻²	1.4246	-0.004298	-0.407820	4·10 ⁻¹	9388.0261
4	0.972240	0.985927	1·10 ⁻²	1.4078	0.034666	-0.347986	4·10 ⁻¹	1103.8264
5	0.972233	0.985751	1·10 ⁻²	1.3904	0.073163	-0.287934	4·10 ⁻¹	493.5525
6	0.972253	0.985133	1·10 ⁻²	1.3248	0.174709	-0.139580	3·10 ⁻¹	179.8930
7	0.973328	0.985218	1·10 ⁻²	1.2216	0.255362	-0.039944	3·10 ⁻¹	115.6422
8	0.976355	0.987920	1·10 ⁻²	1.1845	0.241541	0.013651	2·10 ⁻¹	94.3482
9	0.976769	0.987735	1·10 ⁻²	1.1227	0.256090	0.080680	2·10 ⁻¹	68.4953
10	0.977667	0.988038	1·10 ⁻²	1.0607	0.280251	0.157485	1·10 ⁻¹	43.8059
11	0.977906	0.988229	1·10 ⁻²	1.0556	0.281537	0.168548	1·10 ⁻¹	40.1329
12	0.978486	0.988718	1·10 ⁻²	1.0457	0.282093	0.187658	9·10 ⁻²	33.4765
13	0.973035	0.983216	1·10 ⁻²	1.0463	0.192279	0.101425	9·10 ⁻²	47.2512
14	0.971039	0.981194	1·10 ⁻²	1.0457	0.120435	0.031153	9·10 ⁻²	74.1329
15	0.969782	0.979926	1·10 ⁻²	1.0460	0.085220	-0.003098	9·10 ⁻²	103.6350
16	0.968559	0.978694	1·10 ⁻²	1.0465	0.061770	-0.025468	9·10 ⁻²	141.2301
17	0.966785	0.976898	1·10 ⁻²	1.0460	-0.009062	-0.094672	9·10 ⁻²	944.7351
18	0.966244	0.976353	1·10 ⁻²	1.0462	-0.019464	-0.104424	8·10 ⁻²	436.5044
19	0.974186	0.987577	1·10 ⁻²	1.3746	0.011186	-0.345137	4·10 ⁻¹	3185.4261
20	0.980321	0.992170	1·10 ⁻²	1.2087	0.126228	-0.123878	3·10 ⁻¹	198.1385
21	0.982475	0.993782	1·10 ⁻²	1.1509	0.185486	-0.035793	2·10 ⁻¹	119.2968
22	0.986994	0.997248	1·10 ⁻²	1.0389	0.330595	0.158386	2·10 ⁻¹	52.0906
23	0.972517	0.987020	1·10 ⁻²	1.4912	-0.059343	-0.521804	5·10 ⁻¹	779.3042
24	0.973179	0.989201	2·10 ⁻²	1.6463	-0.167432	-0.747402	6·10 ⁻¹	346.3914
25	0.976955	0.994546	2·10 ⁻²	1.8006	-0.230426	-0.928126	7·10 ⁻¹	302.7871
26	0.971822	0.984769	1·10 ⁻²	1.3323	0.192829	-0.129609	3·10 ⁻¹	167.2144
27	0.971343	0.984386	1·10 ⁻²	1.3427	0.218922	-0.114988	3·10 ⁻¹	152.5246
28	0.969337	0.983002	1·10 ⁻²	1.4097	0.312453	-0.065102	4·10 ⁻¹	120.8359
29	0.968207	0.982343	1·10 ⁻²	1.4601	0.393533	-0.017453	4·10 ⁻¹	104.4349
30	0.965075	0.979158	1·10 ⁻²	1.4593	0.473502	0.065757	4·10 ⁻¹	86.1127
31	0.961411	0.975439	1·10 ⁻²	1.4592	0.392189	-0.012310	4·10 ⁻¹	103.1388
32	0.960610	0.974625	1·10 ⁻²	1.4590	0.370576	-0.033224	4·10 ⁻¹	108.9656
33	0.960365	0.974375	1·10 ⁻²	1.4588	0.363661	-0.040024	4·10 ⁻¹	111.0058
34	0.989774	1.000000	1·10 ⁻²	1.0331	0.525938	0.385084	1·10 ⁻¹	26.7815
35	0.984100	1.000000	2·10 ⁻²	1.6157	0.540418	0.032007	5·10 ⁻¹	94.0773
36	0.991261	1.000000	9·10 ⁻³	0.8816	0.601918	0.601918	0	0.0000
37	0.990296	1.000000	1·10 ⁻²	0.9799	0.403985	0.265925	1·10 ⁻¹	34.1745
38	0.981243	1.000000	2·10 ⁻²	1.9115	-0.211711	-0.975843	8·10 ⁻¹	360.9313
Sistema	Frequência				Perdas Ativas			
	MNR (p.u)	NR (p.u)	Erro absoluto (p.u)	Erro relativo (%)	MNR (p.u)	NR (p.u)	Erro absoluto (p.u)	Erro relativo (%)
	0.997817	1.000000	2·10 ⁻³	0.2187	0.052064	0.059328	7·10 ⁻³	13.9515

5. DISCUSSÃO

Na Seção anterior foram apresentados os estudos de casos objetivando avaliar a disparidade entre as soluções encontradas no fluxo de carga de microrredes isoladas quando se modelam ou não as características singulares deste tipo de rede, tais como: ausência de barramento de referência, frequência de trabalho flutuante e presença de controle de geração tipo *droop*.

Para tal avaliação, foram aplicados o Método Newton Raphson Modificado (MNR) e o Método Newton Raphson Tradicional (NR). O primeiro método citado é voltado para a solução do fluxo de carga em microrredes isoladas com controle *droop* de geração. O segundo é aplicado a redes de distribuição, redes de transmissão e microrredes operando conectadas a uma rede principal; entretanto seu uso em microrredes isoladas é dependente de aproximações, uma vez que conforme já discutido, neste método não é possível modelar totalmente as características singulares deste tipo de rede.

Quanto aos resultados apresentados, na primeira rede testada, o sistema de 6 barramentos; observou-se, que de fato, há disparidades entre as soluções apontadas pelos dois métodos: na Tabela 3 nota-se que, para as tensões calculadas, os erros absolutos se concentram na ordem de 10^{-2} p.u. e; para os ângulos calculados, os erros oscilam entre 10^{-2} e 10^{-1} graus. Da mesma forma, na segunda rede testada, o sistema de 38 barramentos, observa-se na Tabela 4, que para esta rede, os erros absolutos encontrados também estão na ordem de 10^{-2} p.u. para as tensões e 10^{-2} a 10^{-1} graus para os ângulos.

A princípio, apesar de tais erros parecerem pouco significantes, é importante destacar as características das variáveis de estado estudadas: uma rede estável, em regime permanente, apresenta tensões de seus barramentos na faixa de 1 p.u e ângulos muito próximos a 0 graus. Assim, uma variação na tensão de um barramento na ordem de 10^{-2} p.u, pode levar a tomada de decisões equivocadas.

6. CONCLUSÃO

Neste artigo foi apresentada uma análise crítica da influência de modelagem do efeito *droop* na solução do fluxo de carga de microrredes operando em modo ilhado. Esta situação pode decorrer de um cenário de ilhamento não intencional (fenômeno climático, por exemplo), de uma decisão de operar isoladamente (centro de operações estratégicas), ou de uma localização geográfica que não permite sua interligação à rede convencional.

A partir das simulações apresentadas e da discussão anterior, conclui-se que a aproximação utilizada para cálculo do fluxo de carga em microrredes isoladas com controle de geração *droop*, qual descon sidera o desvio entre a frequência real e nominal da microrrede e a própria modelagem do controle de geração *droop*, deve ter uso cauteloso; visto que pode apontar para um estado destoante da realidade do sistema.

AGRADECIMENTOS

Os autores são gratos à Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão (FAPEMA) e ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro oferecido ao desenvolvimento desta pesquisa; ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energias Oceânicas e Fluviais (INEOF), à Universidade Federal do Maranhão e ao Instituto de Energia Elétrica (IEE-UFMA).

REFERÊNCIAS

- Abdelaziz, M. M. A., Farag, H. E., El-Saadany, E. F. & Mohamed, Y. A.-R. I., 2013. A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method. *Febrero*, 28(1), pp. 190-201.
- Amerongen, R. A. M. V., 1989. A general-purpose version of the fast decoupled load flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(2), pp. 760 - 770.
- Bhowmik, P. S., Bose, S. P., Rajan, D. V. & Deb, S., 2011. *Power flow analysis of power system using Power Perturbation method*. Wuhan, s.n.
- IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, 1993. Load representation for dynamic performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2), pp. 472-482.
- Katiraei, F. & Iravani, M. R., 2006. Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), pp. 1821-1831.
- Kundur, P., 1994. *Power system stability and control*. New York: McGraw-hill.
- Lasseter, R. H., 2002. *MicroGrids*. New York, NY, USA, s.n., pp. 305-308.
- Monticelli, A. J., 1983. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher.
- Monticelli, A. J., Garcia, A. & Saavedra, O. R., 1990. Fast decoupled load flow: hypothesis, derivations, and testing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4), pp. 1425-1431.
- Mumtaz, F., Syed, M. H., Hosani, M. A. & Zeineldin, H. H., 2016. A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson With Droop Control of DG. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2), pp. 493 - 503.
- Singh, D., Misra, R. K. & Singh, D., 2007. Effect of load models in distributed generation planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), pp. 2204-2212.
- Stott, B., 1974. Review of load-flow calculation methods. *Proceedings of the IEEE*, 62(7), pp. 916-929.
- Stott, B. & Alsac, O., 1974. Fast Decoupled Load Flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93(3), pp. 859-869.
- Tinney, W. F. & Hart, C. E., 1967. Power Flow Solution by Newton's Method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86(11), pp. 1449-1460.