



INTEGRAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA EM UMA PCH ILHADA

Jhonathan P. Silveira*¹ e Maury M. Gouvêa Jr.¹

¹Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Av. Itaú, 505, Dom Cabral, Belo Horizonte - MG.

Resumo – Com a presença da Geração Distribuída, surgem áreas onde a geração local pode suprir grande parte da carga de um centro de consumo, denominado microrredes. Elas podem trabalhar conectadas ou isoladas da rede principal. Neste trabalho é realizado um controle de carga e frequência de um gerador hidráulico isolado da rede primária. A malha de controle é associada ao cálculo do fluxo de potência utilizando o sistema teste IEEE de 5 barras. Por fim, é submetido a uma variação de carga e analisado a variação da frequência. Os resultados mostram que a microrrede foi capaz de suportar as variações de carga e manter a frequência em valores aceitáveis.

Palavras-Chave – Controle de frequência, fluxo de potência, microrredes, ilhamento, PCH.

INTEGRATION OF THE LOAD AND FREQUENCY CONTROL SYSTEM IN AN ISLANDED SHP

Abstract – With the presence of Distributed Generation, areas arise where the local generation can supply a large part of the load of a consumption center, called microrredes. They can work connected or isolated from the main network. In this work, a load and frequency control of a hydraulic generator isolated from the primary network is performed. The control loop is associated with the power flow calculation using the IEEE 5-bar test system. Finally, it is subjected to a load variation and analyzed the frequency variation. The results show that the microrredes was able to withstand the load variations and maintain the frequency in acceptable values.

Keywords - Frequency control, islanding, microgrids, power flow, SHP.

*jhonathanpeowany@yahoo.com.br

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, vem crescendo a preocupação com a diversificação da matriz elétrica em todo mundo. Dessa forma, a utilização de fontes de geração distribuída aparece como um caminho interessante. As fontes de geração distribuída podem ser do tipo não renováveis, a exemplo das providas por combustíveis fósseis, ou renováveis, tais como hídrica, biogás, eólica e fotovoltaica. Dentre as fontes renováveis, destaca-se a energia hidráulica, que consiste na transformação da energia potencial gravitacional da coluna de água represada nas barragens em energia elétrica [1].

Com o aumento do uso de fontes de energia renovável, existe uma tendência em curso de aproximar a geração do consumo através da geração distribuída. Assim, pode-se reduzir o investimento na criação de grandes centros de geração de energia elétrica, concentrando-se em pequenas centrais localizadas junto a centros consumidoras [2].

A geração distribuída favorece a formação de microrredes, que são constituídas por uma rede de distribuição de baixa tensão composta por geradores de pequeno porte, normalmente provenientes de fontes renováveis. Dessa forma, as microrredes apresentam uma vantagem em relação ao sistema convencional, pois em caso de falta no sistema principal, a microrrede pode operar isoladamente, formando uma rede ilhada do sistema elétrico que tem capacidade de atender as cargas locais, melhorando a confiabilidade do sistema elétrico [3].

Assim, é necessário uma estratégia de controle que permita um gerenciamento adequado do sistema local. Dessa forma, pode-se garantir níveis aceitáveis de tensão e frequência quando os geradores distribuídos estiverem isolados do sistema principal [4].

Nesse sentido, existem alguns trabalhos na literatura que abordam o projeto de controle de carga e frequência para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). OLIVEIRA et al. (2015) e SOARES et al. (2015) utilizam programação linear para encontrar um valor de ajuste ótimo para os controladores PID e de Estatismo Transitório (TDC) com o objetivo de me-

lhorar os transitórios de frequência em relação a variação de carga [5], [4]. No entanto, não é avaliado sua integração com os algoritmos de fluxo de potência. Os trabalhos de RESE et al. (2013), NADAI (2016) e ABDELAZIZ et al. (2013) apresentam uma solução para calcular o fluxo de potência em microrredes ilhadas, incluindo a frequência do sistema na formulação tradicional do método Newton Raphson [6], [7], [8]. Porém, nenhum dos autores avaliam o impacto dos altos transitórios causados pelas variações de carga que as microrredes com geradores de baixa inércia podem ser submetidas.

Desta forma, este trabalho tem como principal objetivo verificar a capacidade de operação ilhada de uma PCH. Para isto, buscou-se integrar o controle de carga e frequência ao cálculo de fluxo de potência de modo a formar uma microrrede; desenvolver métodos para minimizar o desvio de frequência com o controle por queda de velocidade dos geradores e melhorar os transitórios de frequência após variações de carga. Foi desenvolvido um algoritmo em ambiente *Matlab*[®] como método para integrar o controle de carga e frequência ao Matpower. A fim de reduzir os transitórios de frequência em função de uma variação de carga, foi utilizado o controle por queda de velocidade e estatismo transitório.

Para validação do método proposto, foram realizados alguns experimentos. Verificou-se que a microrrede composta por uma PCH isolada do sistema principal foi capaz de suportar as variações de carga e manter a frequência em valores aceitáveis.

II. FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES

Nos estudos de fluxo de potência em um SEP as potências ativa e a reativa são normalmente tratadas de forma independente e são influenciadas por diferentes ações de controle. A potência ativa está relacionada ao controle de frequência, enquanto o controle de potência reativa está intimamente relacionado aos níveis de tensão. Assim, pode-se estudá-las separadamente para uma grande variedade de problemas de estabilidade [9].

Tradicionalmente, os programas e algoritmos de fluxo de potência são usados em estágios operacionais e de planejamento, mas existem diversas aplicações que exigem análise de fluxo de potência em sistemas elétricos, como por exemplo: automação da distribuição, otimização da rede e planejamento do compartilhamento de potência reativa. Todas essas funcionalidades podem ser aplicadas às microrredes, tanto conectadas como isoladas, para avaliar sua estabilidade de operação e gerenciar de forma adequada o compartilhamento de energia pelos geradores. [1].

A maioria dos algoritmos utilizados para análise de fluxo de potência são baseados no método de Newton Raphson. Esse método promove uma análise rápida e precisa do fluxo de potência em sistemas elétricos. Porém, a formulação tradicional do fluxo de potência baseada nesse método não apresenta resultados precisos na aplicação em microrredes. Isso se deve, em partes, pela ausência do cálculo da frequência do sistema, que em redes de baixa potência nominal, pode sofrer grandes desvios em curto prazo de tempo. De acordo com, [1], [6], [10] e [11] a frequência em microrredes isoladas deve ser

apresentada como uma nova variável a ser calculada.

Uma proposta para a solução desse problema é abordada em [10], [1] e [6] calculando a frequência do sistema utilizando o controle por queda de velocidade para atualizar os valores obtidos através da formulação clássica do fluxo de potência usando o algoritmo Newton Raphson.

III. CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA

Para um funcionamento satisfatório de um SEP, a frequência deve permanecer constante, com pequena margem de tolerância em torno de 60 Hz. Uma queda de frequência pode resultar em altas correntes de magnetização nos motores de indução e transformadores, falta de sincronismo entre dispositivos que se baseiam na frequência do sistema e grandes desvios de carga em motores, transformadores entre outros dispositivos que tem o valor de carga nominal alterado com a variação de frequência [12].

Para simulação da malha de controle de potência e frequência em um SEP, é fundamental uma modelagem adequada de todos os componentes. A modelagem é também importante para determinar os parâmetros de ajustes ideais para o sistema de controle. A seguir são apresentados os principais componentes utilizados na modelagem de um sistema de controle em SEP.

A. Turbina Hidráulica

O modelo da turbina hidráulica é baseado no comportamento dinâmico de uma usina Hidroelétrica. A função de transferência que representa a sua dinâmica de funcionamento é mostrada na equação 1.

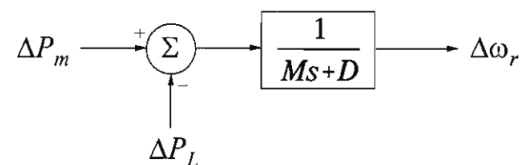
$$\frac{\Delta P_m}{\Delta G} = \frac{1 - T_\omega S}{1 + \frac{1}{2} T_\omega S} \quad (1)$$

sendo T_ω o tempo de partida da água, ΔP_m a variação de potência mecânica e ΔG a variação da abertura da válvula.

B. Sistema Geração-Carga

Uma malha de controle de velocidade em um sistema com um gerador suprindo uma carga isolada pode ser representado pelo diagrama de blocos mostrado na Figura 1 [9, 12], sendo ΔP_m a variação da potência mecânica obtida no eixo da turbina, ΔP_L a variação de potência ativa da carga, M a constante de inércia do gerador, D a constante de amortecimento da carga e $\Delta \omega_r$ a variação de velocidade proporcionada pela mudança de carga.

Figura 1: Diagrama de blocos de um sistema Gerador mais Carga.



Observa-se, a partir da malha de controle mostrada na Figura 1, que ocorrendo uma variação na potência da carga e

mantendo a potência mecânica constante, haverá uma mudança na velocidade de saída ($\Delta\omega_r$) que será amortecida pela constante de inércia do gerador (M) e pela constante de amortecimento da carga (D). Como velocidade e frequência são variáveis diretamente proporcionais, conclui-se que haverá também uma variação na frequência.

Em geral, existem três tipos de cargas que podem ser conectadas ao SEP, sendo elas: de impedância constante; de corrente constante e de potência constante. Somente as cargas de potência constante não são alteradas em função da variação de frequência do sistema na relação:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (2)$$

sendo ΔP_e a variação da potência elétrica, ΔP_L a variação da potência que não é sensível a mudança na frequência e $D\Delta\omega_r$ a parcela da carga sensível à frequência.

Normalmente, os valores típicos de D são baixos e variam entre 1 a 2%. Por exemplo, um coeficiente de amortecimento igual a 2 significa que uma variação de 1% na frequência propicia uma variação de 2% na carga.

Assim, percebe-se que todo SEP possui uma capacidade inerente de atingir um novo estado de equilíbrio ou de auto regular-se, mesmo se nenhum controle de velocidade for empregado. Parte disso ocorre porque normalmente as cargas são variáveis com a frequência. Portanto, se a frequência diminuir, o valor nominal das cargas tende a diminuir [12].

Essa propriedade inerente aos SEPs é chamada em [12] de: "Regulação Própria do Sistema". A nova frequência do sistema em regime permanente após uma variação na carga pode ser calculada através da equação 3.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{D} \quad (3)$$

C. Regulação Primária de Frequência

Segundo a resolução nº 697 da ANEEL (2015), a regulação primária da frequência deve ser provida por todas as unidades geradoras do sistema, e sua função é controlar a potência mecânica da turbina acoplada ao rotor do gerador através de um regulador de velocidade, de modo a limitar a variação de frequência na ocorrência de desequilíbrio entre carga e geração [13]. Para suprir este desequilíbrio é utilizado a reserva girante do sistema, normalmente disponível no intervalo de 10 a 20 segundos.

D. Regulação Secundária de Frequência

Após a ação da regulação primária, haverá um desvio de frequência em regime permanente. Assim, o controle secundário é responsável por reestabelecer a frequência ao seu valor nominal [9], [12]. No Brasil, esta regulação é feita pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), que atua automaticamente na referência dos reguladores de velocidade. Para prover esta regulação, são utilizadas as reservas das áreas de controle estabelecidas pelo ONS, e normalmente estão disponíveis dentro de 1 a 10 minutos.

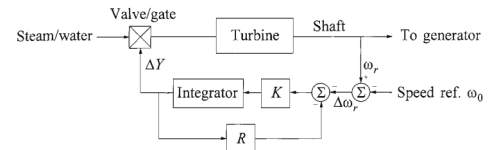
E. Controlador de Velocidade

Durante a operação de um SEP, cargas conectam e desconectam-se de forma aleatória. Assim, além da regulação própria do sistema, é necessário um outro tipo de controle para reduzir o impacto que a variação de carga pode causar ao sistema. Dessa forma, as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação automática de velocidade, denominados de controladores de velocidade. Eles atuam no sentido de variar a potência gerada em função da variação de frequência. Assim, quando há uma redução na frequência do sistema, motivada por uma mudança de carga, os reguladores de velocidade atuam para elevar a potência ativa das unidades geradoras.

1) Controle por queda de velocidade (speed droop)

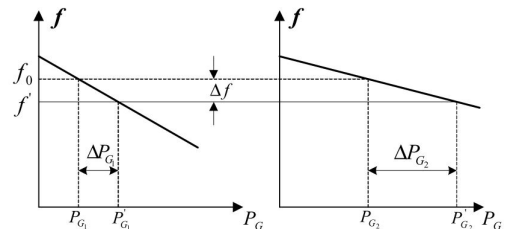
No controle primário de frequência em PCHs isoladas, o controle por queda de velocidade ou *droop* é o mais empregado [5, 4, 10]. Esse controle é obtido adicionando um laço de realimentação ao integrador, como mostra a Figura 2, sendo o parâmetro R (MW/Hz) chamado de energia de regulação da máquina ou *speed droop*. Esse parâmetro indica o quanto de potência ativa deve ser gerada para suprir um determinado desvio de frequência.

Figura 2: Controle por queda de velocidade.



Quando duas ou mais unidades geradoras com controle por *droop* estão conectadas a um mesmo sistema, a variação de carga resultante tenderá a ser compartilhada entre elas. Haverá uma frequência de equilíbrio única no sistema que será diferente da frequência inicial. Essa afirmação pode ser ilustrada através da Figura 3, em que duas unidades geradoras com controle *droop* suprem uma variação de carga ΔP_L através de uma geração ΔP_G e apresentam uma variação de frequência Δf .

Figura 3: Relação entre variação de potência ativa e frequência.



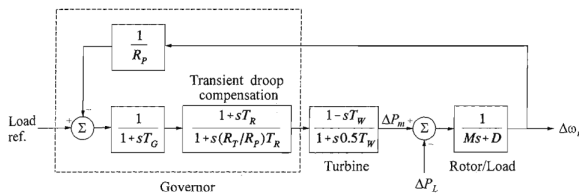
Através dessa relação, é possível estabelecer que: se um grupo de geradores com *droop* operam em uma microrrede, a variação de carga do sistema é assumida de forma proporcional a *droop* de cada gerador, de forma que o valor de potência gerada por cada fonte pode ser dado pela equação 4, em que ΔP_{Gi} é a parcela da variação de potência que o gerador i assume no sistema [10].

$$\Delta P_{Gi} = \frac{1}{R} \cdot \Delta f_{r.p.} \quad (4)$$

2) Controle por queda de velocidade e estatismo transitório

Devido as características de resposta transitória inversa das turbinas hidráulicas, é comum ocorrer altos valores de transitório de frequência. Na prática, isso é solucionado através da adição de um compensador de estatismo transitório na malha de realimentação do sistema. A Figura 4 exibe o modelo esquemático do controle por queda de velocidade com compensação de transitório, sendo R_p o estatismo (*droop*) permanente, R_t o parâmetro de compensação do estatismo transitório, devendo ser ajustado para reduzir altos desvios a curto prazo e T_R a constante de tempo transitória da turbina.

Figura 4: Controlador com compensação transitória.



IV. CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA INTEGRADO AO FLUXO DE POTÊNCIA

A metodologia proposta neste trabalho aborda a integração do controle de frequência ao cálculo do fluxo de potência. Assim, pode-se incluir a frequência do sistema em uma microrrede composta por uma PCH, alimentada por geradores hidráulicos. O controle de carga e frequência é modelado conforme apresentado na Seção III e os valores dos parâmetros são atualizados de acordo com a resposta do cálculo do fluxo de potência. São realizadas algumas modificações no sistema de testes IEEE 5 barras para aproximar a potência do sistema à de uma PCH. Os passos seguidos pelo algoritmo desenvolvido são listados abaixo:

Assim, pode-se incluir a frequência do sistema para uma microrrede composta por uma PCH, alimentada por geradores hidráulicos.

- São conectados dois geradores de potência nominal de 25 MW nas barras 1 e 2, sendo que ambos participam do controle de carga e frequência;
- Os geradores são ajustados para fornecer uma frequência de 60 Hz em potência nominal;
- As barras 3, 4 e 5 são barras de carga. Considera-se que a potência das cargas mais as perdas são de 1pu;
- Assume-se uma variação uniforme de carga em todas as barras do sistema;
- Verifica-se se o sistema encontra-se ilhado ou conectado;
- Se o sistema encontra-se conectado, a frequência é gerida pelo CAG. Se ilhado, adota-se o controle primário

de frequência abordada na Seção C para calcular o desvio;

- Utiliza-se os valores obtidos através do cálculo do fluxo de potência para ajustar os parâmetros do controlador de velocidade modelados na Seção E.

V. ESTUDO EXPERIMENTAL

Os resultados a seguir foram obtidos através de simulação em ambiente *Matlab*[®] utilizando o pacote *Matpower*. Para o cálculo da frequência frente a uma variação de carga, foram utilizados os modelos de turbina, gerador e regulador de velocidades apresentados na Seção III.

Os valores dos parâmetros dos controladores são: Inércia do Gerador (M) = 6 s; Amortecimento da Carga (D) = 2%; Tempo de partida da água na tubulação (T_w) = 1s; Ganho proporcional (K) = 2; Estatismo permanente (R) = 5%; Estatismo transitório (R_p) = 0.5; Constante de tempo transitória (T_r) = 4; Constante de tempo do controlador (T_G) = 0.2.

Assume-se que inicialmente o SEP encontra-se equilibrado em relação ao balanço carga-geração a uma frequência de 60 Hz. Dessa forma, o sistema é submetido a uma variação de carga e é observado o comportamento da frequência tanto durante o transitório quanto em regime permanente, adotando-se somente a regulação primária de frequência.

Para comparação, as próximas subseções apresentam simulações do fluxo de potência para os seguintes casos: (A) dois geradores participam do controle de carga e frequência; (B) três geradores participam do controle de carga e frequência e (C) simulação do sistema em função de sucessivas variações de carga. Os valores das variáveis do sistema são calculados em função do cálculo do fluxo de potência.

A. Compartilhamento de Carga com Dois Geradores

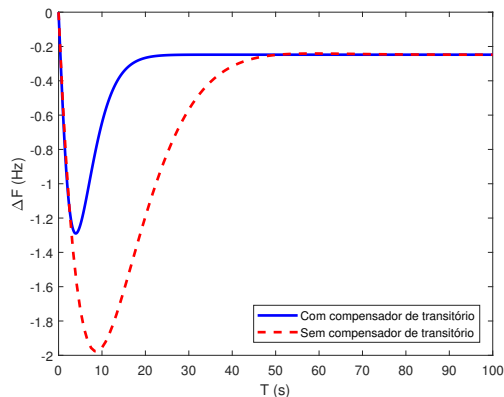
1) Aumento de 10% da carga

Inicialmente, rodou-se o fluxo de potência em condições de equilíbrio, após isso, foi realizado um aumento de 10% na carga. Calculou-se novamente o fluxo de potência associado ao controle de carga e frequência para identificar o impacto desta variação de carga na frequência.

Ao observar a Figura 5, percebe-se que no instante $t = 0$ o desequilíbrio de energia causado pela mudança de carga é suprido através da energia cinética do gerador, que perde velocidade de rotação, refletindo em uma variação na frequência do sistema. Dessa maneira, o regulador de velocidade atua através da malha de realimentação elevando a potência gerada e reestabelecendo a frequência em um valor inferior ao inicial.

A Figura 5 mostra também uma comparação do controlador com e sem o bloco de compensação de estatismo transitório. Percebe-se que a presença do compensador de transitório reduz o valor de pico do transitório de frequência em aproximadamente 0,7 Hz, com tempo de estabilização de 30 segundos.

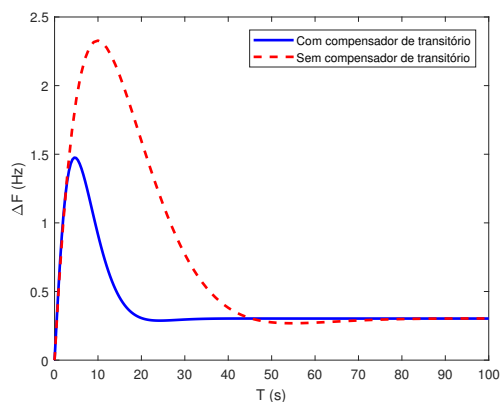
Figura 5: Resposta da frequência do controle por queda de velocidade com e sem estatismo transitório a um aumento de 10% de carga.



2) Redução de 10% da carga

Ao aplicar uma redução de 10% na carga com o sistema nas mesmas condições estabelecidas secção A.1, observou-se pela Figura 6 que esta mudança na carga proporcionou um aumento na frequência. Dessa forma, para evitar que o sistema opere em níveis elevados de frequência, o regulador de velocidade atuou para diminuir a geração e reestabelecer a frequência em um valor inferior ao inicial. Novamente percebe-se que o sistema composto pelo compensador de transitório apresentou uma resposta mais rápida e com menor valor de pico.

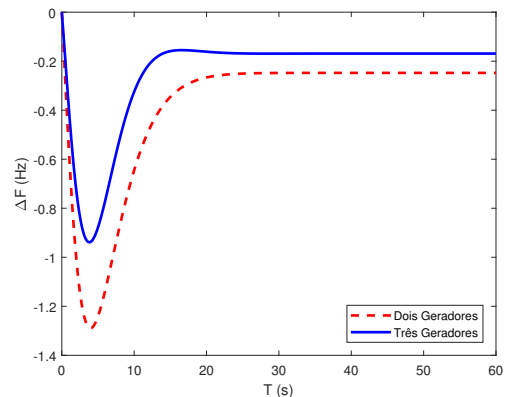
Figura 6: Resposta da frequência do controle por queda de velocidade com e sem estatismo transitório a uma redução de 10% de carga.



B. Compartilhamento de Carga Entre Três Geradores

Foi adicionado mais um gerador com potência nominal de 25 MW, compondo um sistema com três geradores. A Figura 7 apresenta uma comparação entre um sistema composto por dois e três geradores quando um aumento de 10% na carga é submetido. Percebeu-se que ao adotar três geradores no compartilhamento de carga, ocorreu uma redução no valor de pico de aproximadamente 0,35 Hz e no valor da frequência em regime permanente em 0,05 Hz. Isto se deve principalmente ao fato de que com um maior número de geradores alimentando o sistema, obtém-se uma maior energia de inercia, o que acarreta em uma melhoria no perfil de frequência. A existência de mais geradores também colabora para que se possa regular o fator de participação R , de forma que o compartilhamento de potência seja mais adequado, reduzindo as perdas do sistema.

Figura 7: Comparação entre o compartilhamento de carga feito por dois e três geradores.



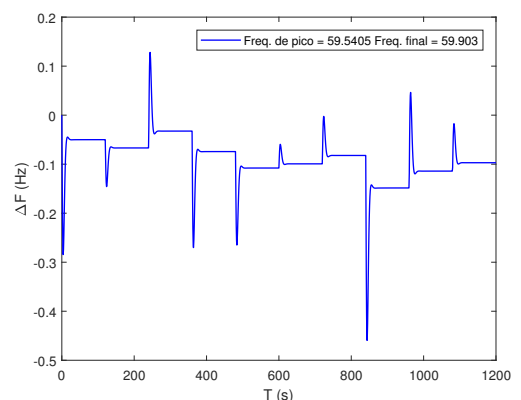
C. Operação em Sucessivas Variações de Carga

Com o objetivo de simular a operação convencional de um SEP, onde cargas conectam e desconectam-se de forma aleatória, o mesmo sistema descrito na secção B foi submetido a sucessivas mudanças de carga que representam a operação do horário comercial de um SEP em um dia aleatório. A variação de carga (ΔL) implementada é de 3%, 1%, -2%, 2.5%, 2%, -0.5%, -1%, 4%, -2%, -1%.

O submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, o Operador Nacional do Sistema (ONS) estabelece que em estudos de estabilidade de frequência, é tolerável uma diferença de frequência em até 0,2 Hz em regime permanente, e um valor de pico de até 56 Hz por até 10 segundos [14].

Assim, percebe-se observando a Figura 8, que utilizando o controle primário de frequência em uma PCH ilhada, o sistema não é capaz de reestabelecer o valor nominal de frequência. Porém, para o caso em análise, em nenhum momento o desvio de frequência foi superior a 0,2 Hz. Dessa forma, percebe-se que para o caso analisado, é possível que uma PCH ilhada mantenha níveis de frequência aceitáveis após sucessivas mudanças de carga.

Figura 8: Resposta da frequência frente a diversas mudanças de carga.



VI. CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi incorporar a frequência ao cálculo do fluxo de potência utilizando o controle de carga e frequência. Dessa forma, foi possível verificar a capacidade de operação ilhada de uma PCH na ocorrência de sucessivas mudanças de carga. Para isso, foi avaliado e comparado as características dinâmicas dos controladores de velocidade mais empregados na literatura.

Verificou-se que, para turbinas hidráulicas, o controlador com queda de velocidade e estatismo transitório é o mais adequado pois reduz significativamente os valores de transitórios de frequência.

Observou-se também, que um maior número de geradores distribuídos ao longo da microrrede pode ser benéfico, pois podem aumentar a energia cinética do sistema e contribuir para manutenção de frequência em níveis aceitáveis, mesmo que só controlados pela regulação primária.

Por fim, conclui-se que mesmo na ocorrência de diversas variações de carga, a microrrede composta por PCHs pode manter níveis satisfatórios de frequência.

Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se encontrar um valor ótimo para os parâmetros do controlador, de forma a reduzir o valor de pico, tempo de estabilização e desvio de frequência; é possível também, integrar o controle de tensão e potência reativa e otimizar o despacho de potência.

REFERÊNCIAS

- [1] M. M. A. Abdelaziz, H. E. Farag, E. F. El-Saadany, and Y. A. R. I. Mohamed. A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):190–201, Feb 2013.
- [2] M. Dal, A. M. Kaya, M. F. Akşit, S. K. Yiğit, İ. Kandemir, and E. Yüksel. A hardware test setup for grid connected and island operation of micro hydro power generation systems. In *2010 IEEE International Energy Conference*, pages 624–629, Dec 2010.
- [3] G. B. Narejo, F. Azeem, and M. Y. Ammar. A survey of control strategies for implementation of optimized and reliable operation of renewable energy based microgrids in islanded mode. In *2015 Power Generation System and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, pages 1–5, June 2015.
- [4] L. M. Honório T. X. Soares, E. J. de Oliveira. Optimal load frequency control to small hydro plants (shp) in a micro gris system. In *The XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission (CLAG-TEE 2015)*, pages 1–6, 2015.
- [5] Edimar J. Oliveira, Leonardo M. Honório, Alexandre H. Anzai, Leonardo W. Oliveira, and Exuperry B. Costa. Optimal transient droop compensator and pid tuning for load frequency control in hydro power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 68:345 – 355, 2015.
- [6] L. Rese, A. S. Costa, and A. S. e Silva. A modified load flow algorithm for microgrids operating in islanded mode. In *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, pages 1–7, April 2013.
- [7] N. B. De Nadai, A. C. Z. de Souza, J. G. C. Costa, D. Marujo, F. M. Portelinha, and D. Q. Oliveira. A monte carlo simulation approach to determine critical buses in islanded microgrids. In *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, pages 1–6, Sept 2016.
- [8] H. E. Farag, M. M. A. Abdelaziz, and E. F. El-Saadany. Voltage and reactive power impacts on successful operation of islanded microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):1716–1727, May 2013.
- [9] P. Kundur, N.J. Balu, and M.G. Lauby. *Power system stability and control*. EPRI power system engineering series. McGraw-Hill, California, 1994.
- [10] J. M. Guerrero, J. C. Vásquez, and R. Teodorescu. Hierarchical control of droop-controlled dc and ac microgrids x2014; a general approach towards standardization. In *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, pages 4305–4310, Nov 2009.
- [11] B. N. Nascimento; A. C. Z. de Souza; J. G. C. Costa; D. Marujo; F. Martins. Um método de corte de carga por subtensão em microrredes ilhadas. *SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS*, 2016.
- [12] X.V. Filho. *Operação de sistemas de potencia com controle automatico de geração*. Campus, Rio de Janeiro, 1984.
- [13] Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa n° 697. *ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br. Consulta realizada em*, page 6, 2015.
- [14] Procedimentos de Rede ONS. Sub-módulo 23.3. *Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Capítulo*, 14:66–86.